

Школа Инженерная школа энергетики

Направление подготовки 13.03.01 Теплоэнергетика и теплотехника

Отделение школы (НОЦ) Научно-образовательный центр И.Н. Бутакова

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Повышение маневренности парогазовой установки в условиях реального энергетического рынка

УДК 621.18:621.438

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5Б6А	Круговой Тарас Борисович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент НОЦ И.Н. Бутакова ИШЭ	С.А. Цибульский	к.т.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Т.Г. Трубоченко	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент Отделения общетехнических дисциплин	О.А. Немцова	—		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
13.03.01. Теплоэнергетика и теплотехника, Доцент НОЦ И.Н. Бутакова ИШЭ	А.М. Антонова	к.т.н.		

Запланированные результаты обучения выпускника образовательной программы бакалавриата, указанными в ФГОС ВПО по направлению 13.03.01 «Теплоэнергетика и теплотехника»

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
<i>Профессиональные</i>	
P1	Применять математические, естественнонаучные, инженерные, гуманитарные, социально-экономические знания, компьютерные технологии для решения задач расчета и анализа <i>теплоэнергетических и теплотехнических установок, автоматизированных систем управления, средств автоматизации и контроля.</i>
P2	Формулировать задачи в области <i>теплоэнергетики и теплотехники</i> , автоматизированных систем управления, анализировать и решать их с использованием всех требуемых и доступных ресурсов.
P3	Проектировать <i>теплоэнергетические и теплотехнические системы</i> , автоматизированных систем управления <i>и их компоненты.</i>
P4	Планировать и проводить испытания и экспериментальные исследования, связанные с определением параметров, характеристик и состояния <i>систем теплоэнергетики и теплотехники</i> , автоматизированных систем управления, их <i>оборудования</i> , интерпретировать данные и делать выводы.
P5	Применять современные методы и инструменты практической инженерной деятельности при решении задач в области <i>теплоэнергетики и теплотехники</i> , автоматизированных систем управления
P6	Применять практические знания принципов и технологий <i>теплоэнергетической и теплотехнической</i> отраслей, связанных с особенностью проблем, объектов и видов профессиональной деятельности профиля подготовки на предприятиях и в организациях – потенциальных работодателях.
<i>Универсальные</i>	
P7	Использовать знания в области менеджмента для управления комплексной инженерной деятельностью в области <i>теплоэнергетики и теплотехники.</i>
P8	Использовать навыки устной, письменной речи, в том числе на иностранном языке, компьютерные технологии для коммуникации, презентации, составления отчетов и обмена технической информацией в областях <i>теплоэнергетики и теплотехники.</i>
P9	Эффективно работать индивидуально и в качестве члена или лидера команды, в том числе междисциплинарной, в области <i>теплоэнергетики и теплотехники.</i>
P10	Проявлять личную ответственность и приверженность нормам профессиональной этики и нормам ведения комплексной инженерной деятельности.
P11	Учитывать социальные, правовые и культурные аспекты, вопросы охраны здоровья и безопасности жизнедеятельности при осуществлении комплексной инженерной деятельности в области <i>теплоэнергетики и теплотехники</i>
P12	Непрерывно самообучаться и совершенствовать свои компетенции в области <i>теплоэнергетики и теплотехники.</i>

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа энергетики
Направление подготовки 13.03.01 Теплоэнергетика и теплотехника
Отделение школы (НОЦ) Научно-образовательный центр И.Н. Бутакова

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

(Подпись) _____ (Дата) А.М. Антонова
(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
5Б6А	Круговой Тарас Борисович

Тема работы:

Повышение маневренности парогазовой установки в условиях реального энергетического рынка	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:	23 июня 2020 года
--	-------------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Объект исследования – Тепловые электрические станции, ГТУ, ПГУ.</p>
---	--

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	1. Введение. 2. Аналитический обзор литературы 3. Расчетная часть. 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. 5. Социальная ответственность.
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	-
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент	Т.Г. Трубченко, доцент ОСГН
Социальная ответственность	О.А. Немцова, ассистент отделения общетехнических дисциплин

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	12.12.2020
---	------------

Задание выдал руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент НОЦ И.Н.Бутакова ИШЭ	С.А. Цибульский	К.Т.Н.		12.12.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5Б6А	Круговой Тарас Борисович		12.12.19

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
5Б6А	Круговому Тарасу Борисовичу

Школа	Инженерная школа энергетики	Научно-образовательный центр И.Н. Бутакова	
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	13.03.01 Теплоэнергетика и теплотехника

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Бюджет затрат НИИ 100316,4797 тыс. руб.; Затраты на заработную плату – 29169,056 руб.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Коэффициент выполнения нормы = 1; Число календарных дней в году – 365; Продолжительность выполнения проекта – 4 месяца; Дополнительная заработная плата – 12% от основной; Накладные расходы - 16% от суммы всех расходов.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Налог на внебюджетные фонды – 28%; Районный коэффициент – 1,3.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Расчет материальных затрат на ПО, заработную плату, дополнительные расходные материалы
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Трубченко Татьяна Григорьевна	К.Э.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5Б6А	Круговой Тарас Борисович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
5Б6А	Круговой Тарас Борисович

Школа	Инженерная школа энергетики	Научно-образовательный центр И.Н. Бутакова	
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	13.03.01 Теплоэнергетика и теплотехника

Тема ВКР: Повышение маневренности парогазовой установки в условиях реального энергетического рынка.

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования	Объект исследования – газотурбинная часть ПГУ-420, применяемая на тепловой электрической станции.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	Нормативно правовые и технические документы: <ul style="list-style-type: none"> – ФЗ РФ №426 «О специальной оценке условий труда»; – Постановление Правительства от 29 марта 2002 г. №188; – Трудовой кодекс РФ.
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	<ul style="list-style-type: none"> – отклонение показателей микроклимата; – превышение уровня шума; – повышенный уровень вибрации; – недостаточная освещенность рабочей зоны; – повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека; – термическая опасность.
3. Экологическая безопасность:	<ul style="list-style-type: none"> – анализ воздействия объекта на атмосферу; – анализ воздействия объекта на гидросферу; – анализ воздействия объекта на литосферу; – разработка решений по обеспечению экологической безопасности.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<ul style="list-style-type: none"> – Короткое замыкание; – Взрыв природного газа; – возникновение пожара.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Немцова Ольга Александровна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5Б6А	Круговой Тарас Борисович		

Реферат

Выпускная квалификационная работа 90 с., 19 рис., 22 табл., 43 источника.

Ключевые слова: маневренность ПГУ, парогазовая установка, котел-утилизатор, газотурбинная установка, экономичность, безопасность.

Объектом исследования является парогазовые установки на тепловых электрических станциях.

Цель работы – исследование маневренности ПГУ в условиях энергетического рынка.

В процессе исследования расчеты параметров парогазовой установки с котлом-утилизатором.

В результате исследования выявлено влияние изменение начальных параметров на работу ПГУ.

Область применения: теплоэнергетика.

Обозначения и сокращения

ГТУ – газотурбинная установка

Д – деаэратор

ДН – дренажный насос

К – конденсатор

КН – конденсатный насос

КПД – коэффициент полезного действия

КУ – котел-утилизатор

НКВ – низкокипящее вещество

ОК – основной конденсат

П – подогреватель

ПВ – питательная вода

ПВД – подогреватель высокого давления

ПВК – пиковый водогрейный котел

ПН – питательный насос

ПНД – подогреватель низкого давления

ПС – подогреватель сетевой воды

ПГУ – парогазовая установка

ПТУ – паротурбинная установка

ТП – тепловой потребитель

ТУ – турбоустановка

ТЭС – тепловая электрическая станция

ТЭЦ – тепловая электроцентраль

УПГУ – парогазовая установка утилизационного типа

ЦВД – цилиндр высокого давления

ЦНД – цилиндр низкого давления

ЦСД – цилиндр среднего давления

ЧВД – часть высокого давления

ЧНД – часть низкого давления

ЭГ – электрогенератор

Оглавление

Обозначения и сокращения.....	8
Введение	11
1 Аналитический обзор литературы.....	12
1.1 Устройство ПГУ	12
1.2 Основные тенденции развития парогазовых технологий	15
1.3 Способы повышения тепловой экономичности ПГУ	16
1.4 Способы повышения маневренности ПГУ	22
1.5 Методика расчета ПГУ в переменном режиме	25
1.6 Экономические аспекты работы ПГУ в условиях рынка	27
2 Расчетная часть	30
2.1 Постановка задачи на расчёт.....	30
2.2 Расчеты тепловой схемы ГТУ, котла-утилизатора и ПТУ	32
2.2.1 Расчёт схемы без учёта охлаждения газовой турбины.....	32
2.2.2 Расчёт схемы с учётом охлаждения газовой турбины	37
2.3 Оценка влияния начального давления контура ВД	39
2.4 Оценка влияния начального давления контура НД	54
2.5 Оценка влияния конечного давления	56
2.6 Оценка влияния температуры наружного воздуха	58
2.7 Оценка влияния температуры газов на входе в газовую турбину.....	60
3 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	63
3.1 Планирование этапов и работ по выполнению ВКР.....	63
3.2 Бюджет научно-технического исследования (НТИ).....	65
3.2.1 Расчет материальных затрат на выполнение ВКР	65
3.2.2 Затраты на оборудование	65
3.2.3 Основная заработная плата исполнителей темы.....	66
3.2.4 Дополнительная заработная плата исполнителей темы.....	68
3.2.5 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления) ...	68
3.2.6 Расчет затрат на научные и производственные командировки.....	69
3.2.7 Контрагентные расходы	69
3.2.8 Накладные расходы	70
3.2.9 Формирование бюджета затрат проекта	70
3.3 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования..	71

3.4	Выводы по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	73
4	Социальная ответственность	74
4.1	Введение.....	74
4.2	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности ...	75
4.2.1	Специальные правовые нормы трудового законодательства	75
4.2.2	Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны...	76
4.3	Производственная безопасность.....	77
4.4	Анализ вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования.....	78
4.4.1	Повышенный уровень шума.	78
4.4.2	Недостаточная освещенность рабочей зоны	79
4.4.3	Повышенный уровень вибрации	79
4.4.4	Повышение температуры поверхностей:.....	80
4.4.5	Отклонение параметров микроклимата	80
4.4.6	Электробезопасность	80
4.5	Обоснование мероприятий по защите персонала предприятия от действия опасных и вредных факторов.....	81
4.5.1	Повышенный уровень шума	81
4.5.2	Подвижные части производственного оборудования	81
4.5.3	Повышенный уровень вибрации	82
4.5.4	Повышение температуры поверхностей:.....	82
4.5.5	Отклонение параметров микроклимата	82
4.5.6	Электробезопасность	82
4.6	Экологическая безопасность	83
4.6.1	Анализ влияния объекта исследования на гидросферу.....	83
4.6.2	Анализ влияния объекта исследования на атмосферу	83
4.6.3	Анализ влияния объекта исследования на литосферу.....	84
4.7	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	84
4.7.1	Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований	84
4.8	Выводы по разделу.....	86
	Список используемой литературы	87

Введение

Современное развитие промышленности сопровождается значительным ростом потребления природных ресурсов. С каждым годом всё больше внимания уделяется вопросам сохранения окружающей среды, а, следовательно, энергосбережение и ресурсосбережение, а также повышение качества технологий производства энергии являются ключевыми направлениями деятельности.

Одним из приоритетных направлений развития топливно-энергетического комплекса России является повышение эффективности производства электрической и тепловой энергии.

Основным видом топлива в теплоэнергетики России в настоящее время является природный газ, доля которого в топливном балансе страны составляет более 70 %.

Чтобы достичь повышения эффективности использования природного газа на ТЭС необходимо модернизировать существующие электростанции и внедрять новое энергоэффективное оборудование. Ввод в эксплуатацию новых мощностей на газовых электростанциях планируется в основном за счет строительства парогазовых установок (ПГУ).

Парогазовыми называют энергетические установки, в которых теплота уходящих газов ГТУ прямо или косвенно используется для выработки электроэнергии в паротурбинном цикле. На сегодняшний день ПГУ могут обеспечить КПД до 60%.

Вместе с тем указанные направления строительства новых энергоустановок ведут к ухудшению некоторых показателей маневренности энергосистемы, что в конечном итоге может отрицательно сказаться на устойчивости энергоснабжения потребителей.

Целью данной бакалаврской работы является анализ маневренности парогазовой установки в условиях реального энергетического рынка.

1 Аналитический обзор литературы

1.1 Устройство ПГУ

Перспективным направлением развития современной энергетики Российской Федерации является внедрение парогазовых технологий. Уже в настоящее время их вклад в мировую энергетику достаточно велик, а в будущем он непременно будет расти. Данная тенденция связана с необходимостью модернизации существующих и внедрения новых более совершенных энергетических блоков, эффективность которых превышает тепловую экономичность паротурбинных установок.

К основным преимуществам ПГУ в сравнении с паросиловыми установками можно отнести следующие [1]:

1. Самый экономичный двигатель, используемый для получения электроэнергии. Одноконтурная ПГУ, при начальной температуре 1000 °С, примерно имеет абсолютный КПД 43%, что составляет 63% от теоретического. Коэффициент полезного действия трехконтурной ПГУ с промежуточным перегревом пара, в которой температура газов перед газовой турбиной 1450 °С, на сегодняшний день достигает 60 %, что составляет 82 % от теоретически возможного уровня.

2. Самый экологически чистый двигатель. Объясняется это высоким КПД – вся теплота, содержащаяся в топливе, которую не удалось преобразовать в электроэнергию, выбрасывается в окружающую среду. Таким образом, уменьшение тепловых выбросов от ПГУ по сравнению с паросиловой будет равно в той степени, на сколько меньше расход топлива на производство электроэнергии.

3. ПГУ дают меньше выбросов оксидов азота (NO_x).

4. Очень маневренный двигатель, с которым может сравниться только автономная газотурбинная установка.

5. Потребление охлаждающей воды в схеме ПГУ в три раза меньше, чем у паросиловой.

6. Стоимость парогазовых установок ниже, чем у паротурбинных. В зависимости от единичной мощности, особенностей конструкции и конфигурации оборудования стоимость ПГУ составляет 500-800 \$/кВт. Паротурбинные блоки той же мощности имеют стоимость сооружения от 2000 до 3000 \$/кВт.

7. Короткие сроки возведения: строительство тепловых станций, работающих с ПГУ, составляет около двух лет; с ПТУ – от трех до пяти лет [2].

На данный момент КПД лучших моделей ПГУ за рубежом достигает 60% и более, а по оценкам экспертов в ближайшем будущем доля парогазовых установок в общемировой генерации электрической энергии достигнет 50%. В Энергетической Стратегии России установлено, что основную долю генерирующих мощностей, работающих на газе, к 2030 году должны составлять ПГУ с коэффициентом полезного действия в диапазоне 53-55% [3].

Наиболее совершенными с точки зрения экономичности в настоящее время являются парогазовые установки утилизационного типа (УПГУ), которые и получили наибольшее распространение в современной мировой энергетике.

На рисунке 1 представлена принципиальная схема парогазовой установки утилизационного типа. Уходящие газы ГТУ направляются в котел-утилизатор (КУ). Котел-утилизатор – это теплообменник противоточного типа. В нем за счет тепла горячих газов генерируется пар высоких параметров, который направляется в паровую турбину.

Котел-утилизатор представляет собой шахту прямоугольного сечения. В шахте размещаются поверхности нагрева, образованные оребренными трубами, внутри которых движется рабочее тело паротурбинной установки (вода или пар). Как правило, поверхности нагрева котла-утилизатора состоят из трех основных элементов: экономайзера, испарителя и пароперегревателя.

Испаритель является центральным элементом. Он состоит из барабана, нескольких опускных труб и плотно установленных вертикальных труб

испарителя. Испаритель работает на принципе естественной конвекции. Испарительные трубы располагаются в зоне более высоких температур, в отличие от опускных, следовательно, в них вода нагревается, частично испаряется, становится легче и поднимается вверх в барабан. Освободившееся место заполняется более холодной водой по опускным трубам из барабана.

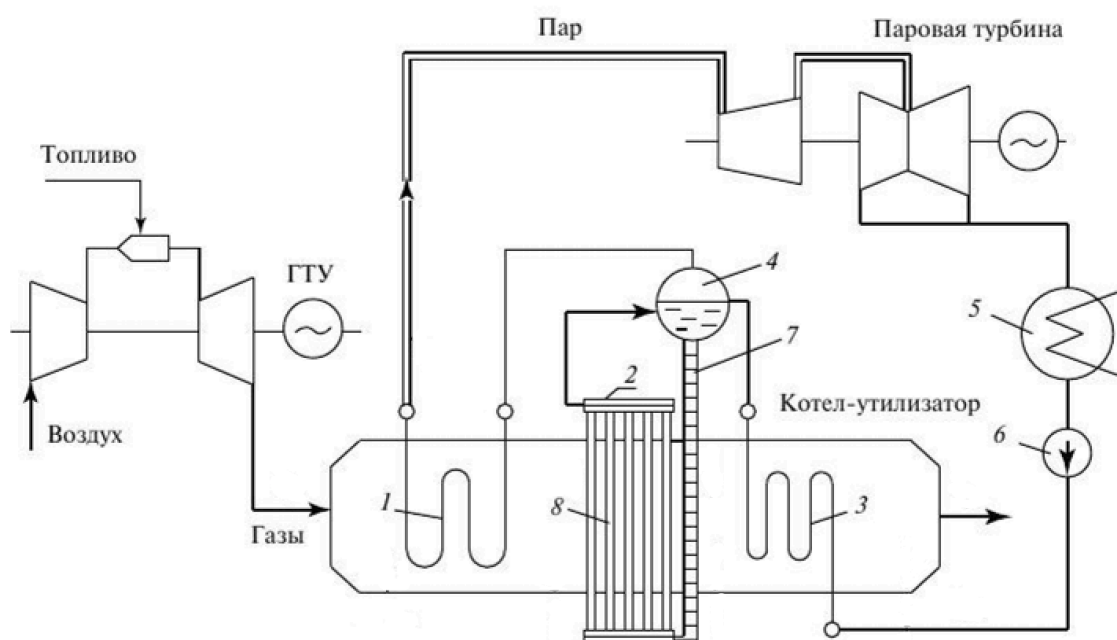


Рисунок 1 – Принципиальная схема ПГУ утилизационного типа [1]

1 – пароперегреватель, 2 – испаритель, 3 – экономайзер, 4 – барабан, 5 – конденсатор паровой турбины, 6 – питательный насос, 7 – опускная труба испарителя, 8 – подъемные трубы испарителя

Насыщенный пар собирается в верхней части барабана и направляется в трубы пароперегревателя, где перегревается выше температуры насыщения. Расход пара из барабана компенсируется подводом воды из экономайзера. При этом поступающая вода, прежде чем испариться полностью, многократно пройдет через испарительные трубы. Описанный котел-утилизатор называют котлом с естественной циркуляцией.

Каждый из энергоблоков тепловой электростанции включает в себя две ГТУ, которые располагаются рядом. Собственные уходящие газы высокой температуры от ГТУ направляются в котел-утилизатор. Пар, который

генерируется данными котлами, направляется в одну паровую турбину с электрогенератором и конденсатором, расположенным в конденсационном помещении под турбиной [1].

1.2 Основные тенденции развития парогазовых технологий

Анализ основных тенденций развития парогазовых технологий в России и в мире позволяет выделить следующие моменты [4]:

1. Появление на энергетическом рынке газовых турбин с температурой газов на входе в турбину выше 1100 °С привело к их исключительному использованию при модернизации существующих электростанций, а также при проектировании новых ТЭС по схеме ПГУ с КУ, которые способны обеспечивать КПД на уровне 52% и выше.

2. Разработка и широкое внедрение ГТУ с начальной температурой газов около 1300 °С позволит повысить тепловую экономичность энергоблока до 58%, а при температуре газов 1500 °С и использовании парового охлаждения лопаток – до 60%. Такие установки уже созданы за рубежом компаниями-производителями GE, Mitsubishi, Siemens, Power Systems и др.

3. Совершенствование тепловой схемы УПГУ в отношении увеличения уровней давления и ступеней перегрева пара достигло экономически обоснованного и целесообразного предела.

4. Сформированы устойчивые подходы к выбору типа и схемы парогазовой установки, которые удовлетворяют требованиям заказчика, условиям эксплуатации и стоимости топлива. Так, для работы в базовой части графика электрических нагрузок целесообразно применять ПГУ с котлом-утилизатором с тремя уровнями давления пара и промперегревом; в переменной части графика с большим количеством пусков и останов – два значения давления пара без промперегрева.

5. Циклы с одним уровнем давления из-за повышенной температуры уходящих газов (до 170 °С) в основном используются на промышленных ТЭЦ.

6. Наибольшее распространение в производстве и использовании получают одновальные ПГУ, в которых газовая и паровая турбины

расположены на одном валу с электрогенератором. Принципиальная схема такой ПГУ изображена на рисунке 2.

Данная схема ПГУ на базе газовой турбины GT26 АВВ мощностью 360 МВт в настоящее время используется на ТЭС в Таранаки (Новая Зеландия) и отражает большинство перечисленных тенденций развития ПГУ [4].

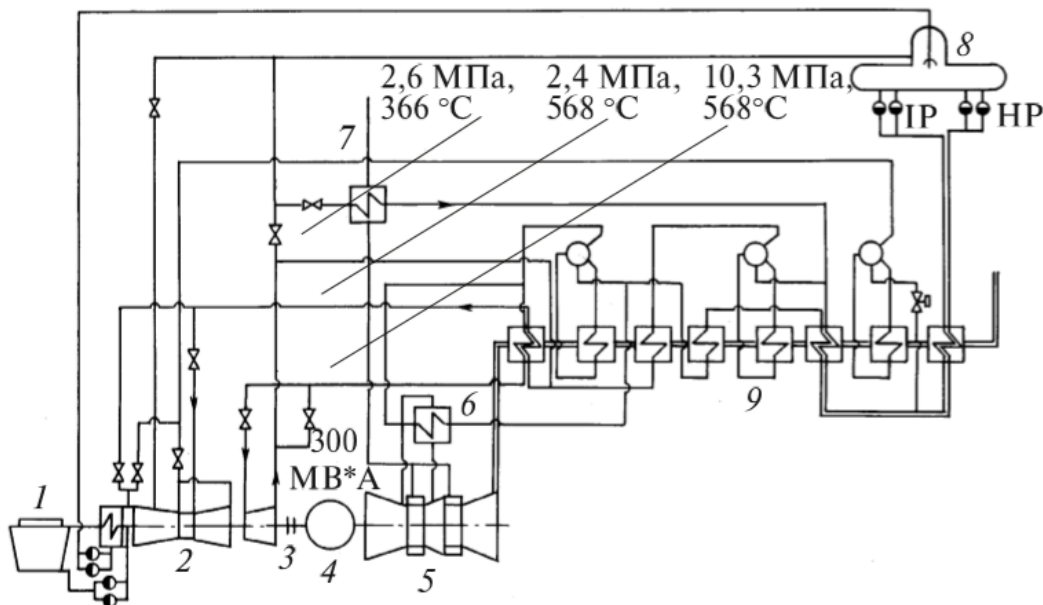


Рисунок 2 – Принципиальная схема однофазной ПГУ [4]

Аналогичная разработка мощностью 170 МВт создана в России по инициативе ОАО «Институт Теплоэлектропроект» на базе ГТУ-110. Показано, что в случае модернизации морально и физически устаревших энергоблоков К-200-130 можно обеспечить прирост мощности около 500 МВт и экономию топлива до 1000 млн м³/год в связи с компактностью ПГУ и, следовательно, возможностью установки в одних и тех же габаритах большего числа энергоблоков [4].

1.3 Способы повышения тепловой экономичности ПГУ

Как уже было отмечено выше, внедрение комбинированных парогазовых установок является одним из наиболее перспективных аспектов развития современной российской и мировой энергетики.

В настоящее время существует большое число разных вариантов тепловых схем ПГУ для производства тепловой и электрической энергии, которые разрабатывались в течение последних 30-40 лет.

На рисунке 3 наглядно показано изменение тепловой экономичности ПГУ с развитием техники.

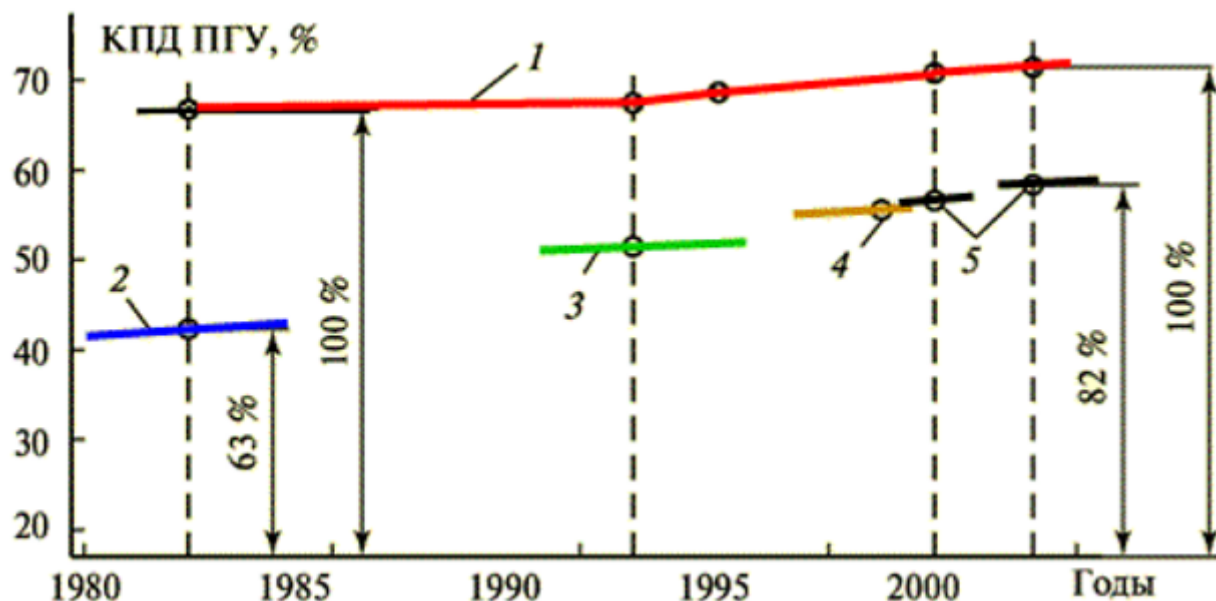


Рисунок 3 – Изменение экономичности ПГУ с развитием техники [5]

1 – теоретический КПД цикла; 2 – одноконтурная схема; 3 – двухконтурная схема; 4 – трехконтурная схема; 5 – трехконтурная схема с промперегревом

Как видно из графика, наибольшее значение КПД (60%) достигается в трехконтурной ПГУ с промежуточным перегревом пара, в которой температура газов перед газовой турбиной находится на уровне 1450 °С. Таким образом, для рассмотренных в п. 1.1 утилизационных ПГУ одним из вариантов повышения экономичности является промежуточный перегрев пара.

Способ повышения экономичности работы ПГУ за счет введения промежуточного перегрева пара на базе блока ПГУ-450 представлен в [6]. Для реализации промежуточного перегрева отработавшего в цилиндре высокого давления паровой турбины пара в двухконтурном котле-утилизаторе предлагается дополнительно размещать промежуточный пароперегреватель. При этом уменьшается расход вторичного воздуха, служащего для охлаждения горячих газов перед газовой турбиной, что приводит к уменьшению общего расхода атмосферного воздуха, подаваемого в компрессор ГТУ.

Анализ работы ПГУ-450 с использованием промежуточного перегрева водяного пара в котле-утилизаторе показал, что введение промперегрева позволяет повысить полезную мощность паротурбинной установки на 23%, с 137,47 до 178,50 МВт.

В [7] для повышения экономичности работы ПГУ КЭС предложен вариант размещения кольцевого канала для промежуточного перегрева водяного пара с наружной стороны камеры сгорания ГТУ на базе блока ПГУ-170. Такой подход позволяет увеличить располагаемый теплоперепад в цилиндре низкого давления паровой турбины за счет дополнительной теплоты, что приведет к повышению мощности турбины. Принципиальная схема установки показана на рисунке 4.

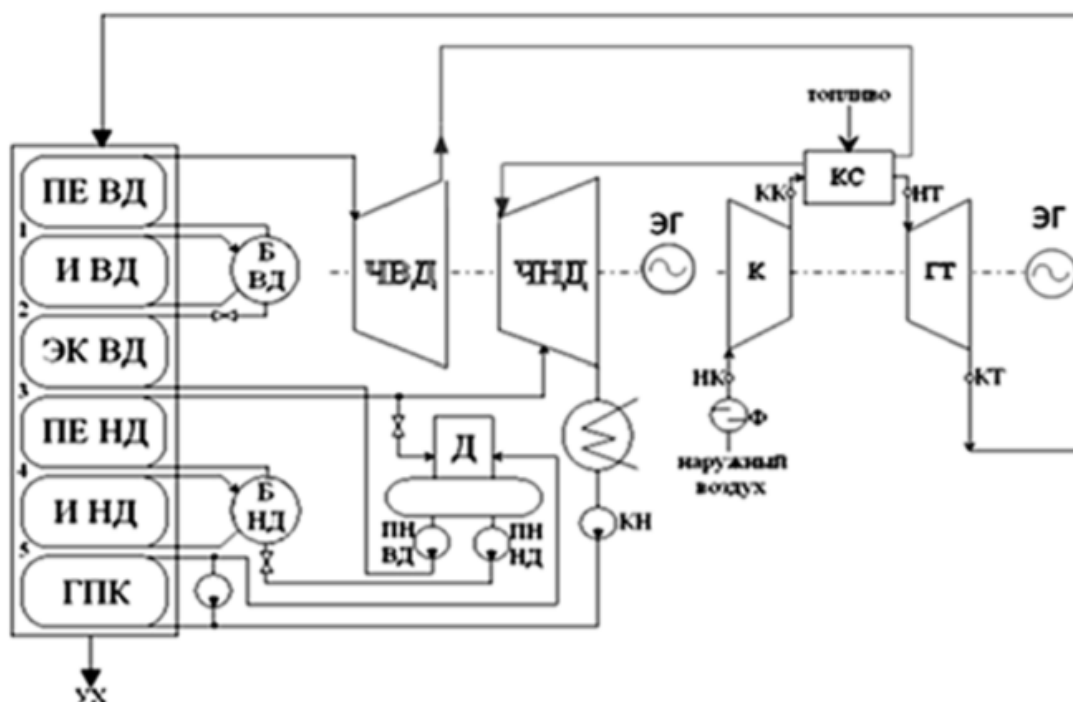


Рисунок 4 – Принципиальная тепловая схема энергоблока ПГУ-170 с газовым перегревом пара [7]

Основным отличием данной схемы является то, что отработавший пар на выходе из части высокого давления паровой турбины с пониженными значениями давления и температуры поступает в кольцевой канал камеры сгорания ГТУ, где перегревается до заданной температуры, после чего идет в часть низкого давления.

По итогам расчетов, проведенных в [7], при неизменном расходе газа было выявлено увеличение КПД ПГУ с промперегревом на 3,6% при увеличении полезной мощности ПГУ на 7,1%.

Другой вариант реализации промежуточного перегрева водяного пара рассмотрен в работе [8]. Авторы статьи предлагают располагать пароперегреватель низкого давления, подогреватель турбинного конденсата и промежуточный пароперегреватель для вторичного перегрева водяного пара, частично отработавшего в ЦНД паровой турбины, в воздухоохладителе компрессора ГТУ двухконтурного блока ПГУ-450.

В работе отмечено, что использование данного подхода позволит повысить тепловую экономичность энергоблока ПГУ-450 на 3% при снижении удельного расхода условного топлива на выработку электроэнергии на 6,2%, с 243,61 г/(кВт·ч) до 229,39 г/(кВт·ч).

Как уже было отмечено, совершенствование тепловой схемы утилизационного контура парогазовой установки путем увеличения ступеней перегрева пара в КУ и числа уровней давления достигло своего экономического предела. В связи с этим повышение тепловой экономичности ПГУ может быть достигнуто за счет совершенствования системы охлаждения элементов газотурбинной установки.

В [9] предложен способ повышения эффективности бинарных ПГУ при использовании парового охлаждения газовой турбины по открытой (с выпуском охладителя в проточную часть турбины) и закрытой (охлаждающий тракт герметичен) системе охлаждения лопаток (рис. 5).

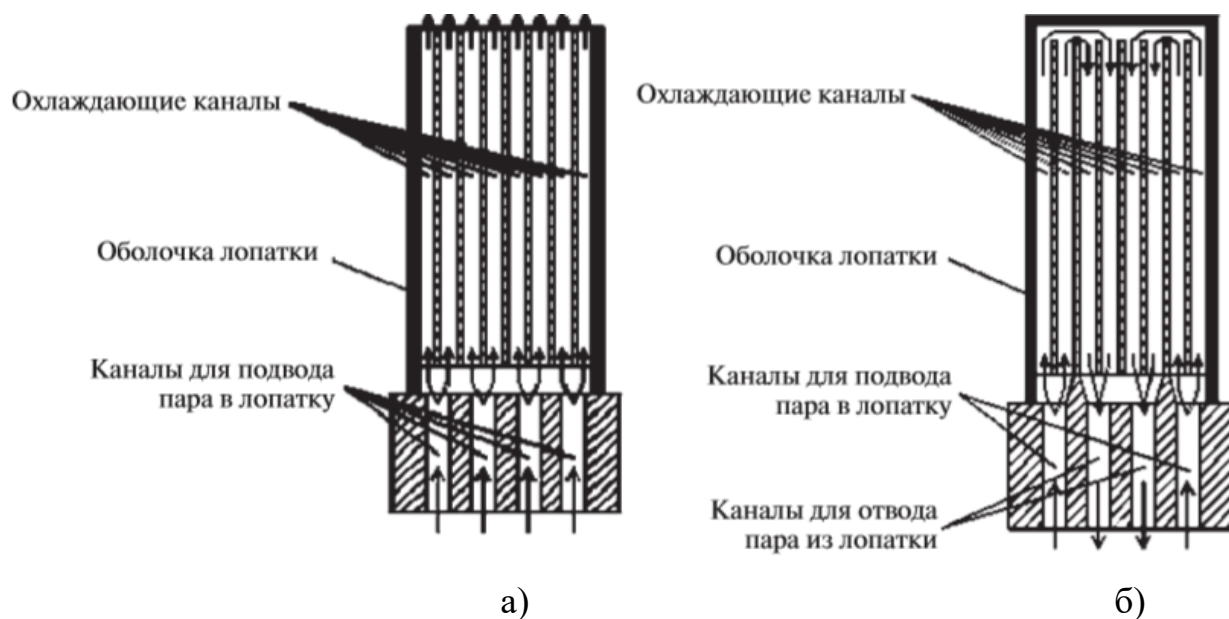


Рисунок 5 – Схемы открытой (а) и закрытой (б) системы охлаждения лопаток газовой турбины [9]

Проведенный в данном источнике анализ показал эффективность закрытой системы парового охлаждения газовой турбины, работающей в составе ПГУ блока с КУ. Такой подход позволяет повысить КПД ПГУ на 1,7-2,1% при утилизации теплоты охладителя для подогрева пара перед ЦНД. Также отмечено, что при использовании данной схемы охлаждения газовой турбины отпадает необходимость использования промежуточного перегревателя в котле-утилизаторе.

Еще одним вариантом повышения эффективности работы ПГУ является использование регенеративного подогрева питательной воды. Данное решение подробно рассмотрено в работе [10], а принципиальная схема ПГУ с регенерацией теплоты показана на рисунке 6.

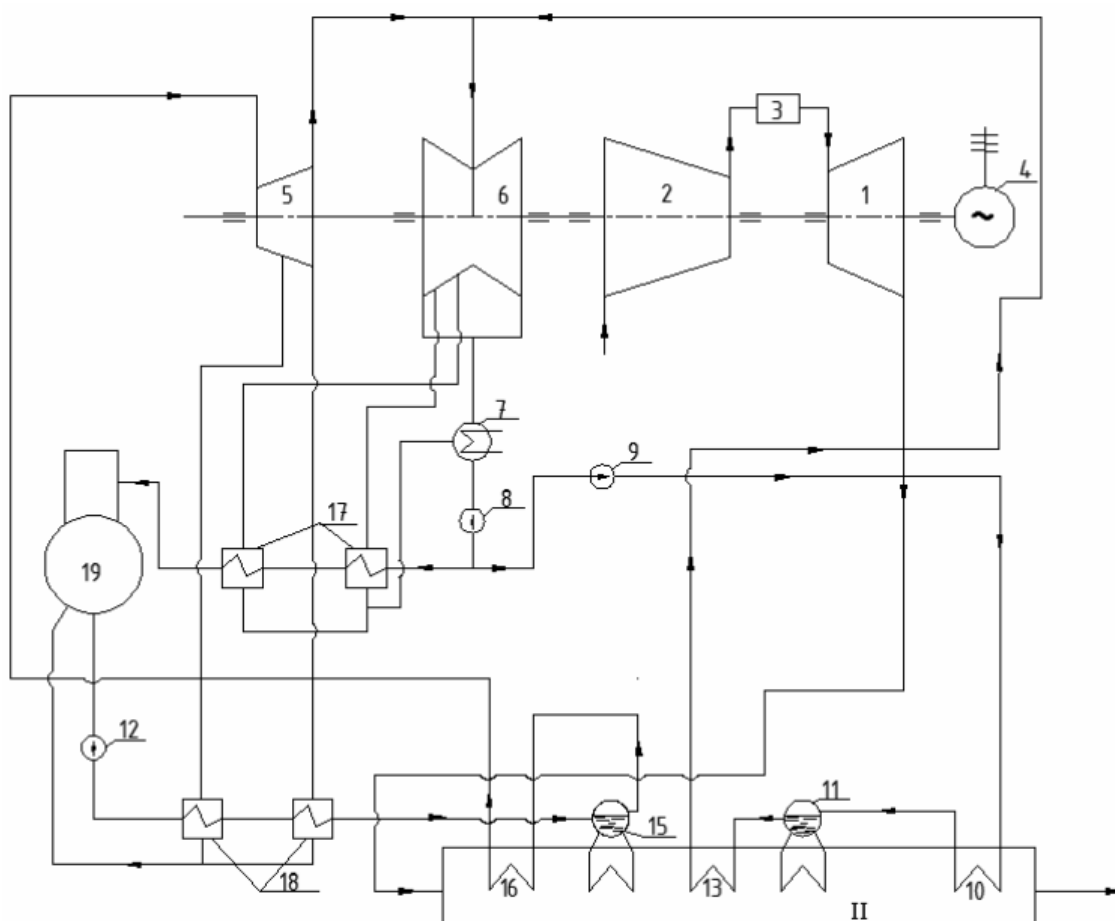


Рисунок 6 – Тепловая схема ПГУ с регенерацией теплоты [10]

При введении регенеративного подогрева воды в теплообменниках 17-19 вода после конденсатора подается в две конденсатных линии: большая часть направляется к подогревателям низкого давления 17, деаэратору 19 и подогревателям высокого давления 18, а другая – на вход питательного насоса 9, обеспечивающего работу контура низкого давления.

Таким образом, в данной схеме реализуется два самостоятельных цикла Ренкина, позволяющие повысить КПД ПТУ до 43%. При КПД ГТУ, равном 36,4%, суммарный КПД ПГУ удастся повысить до 61%, несмотря на относительно низкую начальную температуру газов перед газовой турбиной (1200 °C).

Другим способом повышения эффективности парогазовых установок может являться использование бинарного цикла в паротурбинной части ПГУ с низкокипящим веществом. Парогазовые установки такого типа называются тринарными и подробно рассмотрены в работе [11].

В данном случае в утилизационной ПГУ комбинируются три цикла – цикл газотурбинной установки и два паротурбинных цикла: верхний – цикл ПТУ на воде и водяном паре, а нижний – на низкокипящем веществе. Принципиальная схема тринарной ПГУ показана на рисунке 7.

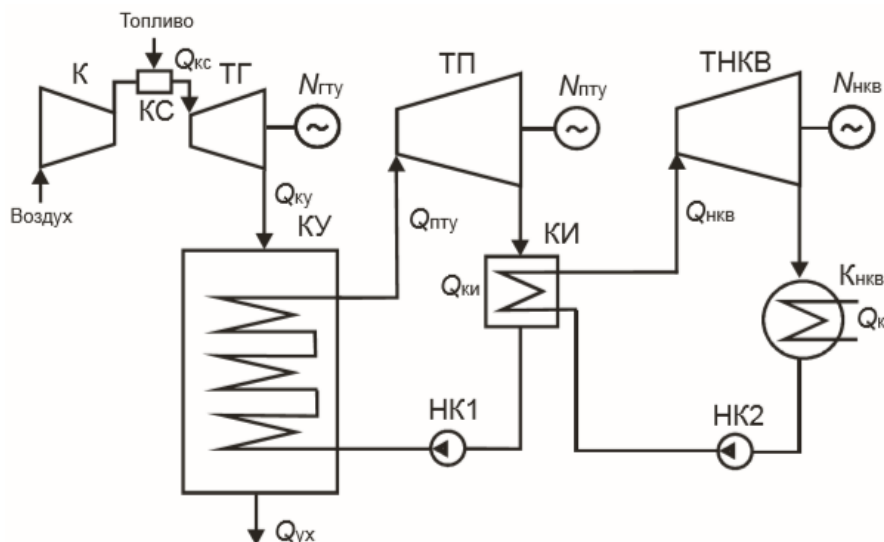


Рисунок 7 – Принципиальная схема ПГУ тринарного типа [11]

КПД данной установки можно определить по следующей зависимости:

$$\eta_{\text{ПГУ}} = \eta_{\text{ГТУ}} + (1 - \eta_{\text{ГТУ}}) \cdot \eta_{\text{КУ}} \cdot [\eta_{\text{ПТУ}} + (1 - \eta_{\text{ПТУ}}) \cdot \eta_{\text{КИ}} \cdot \eta_{\text{НКВ}}],$$

где $\eta_{\text{ПГУ}}$, $\eta_{\text{ГТУ}}$, $\eta_{\text{ПТУ}}$, $\eta_{\text{КУ}}$, $\eta_{\text{КИ}}$, $\eta_{\text{НКВ}}$ – соответственно, КПД парогазовой, газотурбинной и паротурбинной установок, КПД котла-утилизатора, КПД конденсатора-испарителя и КПД цикла на низкокипящем веществе.

В работе отмечено, что наибольшее влияние на КПД ПГУ оказывают КПД газотурбинных и паротурбинных циклов, а также приведены результаты расчета КПД парогазовой установки, который может достигать 65,13%.

1.4 Способы повышения маневренности ПГУ

Стоит отметить, что проблема маневренности установок всегда являлась актуальной для энергетики. Впервые «Технические требования к маневренности энергетических блоков тепловых электрических станций с конденсационными турбинами» были разработаны и утверждены только в 1986 году. В 1995 году были разработаны и утверждены «Технические требования к маневренности энергетических парогазовых установок блочных тепловых электростанций». Выполнение этих требований обеспечивает

регулирование мощности ПГУ в соответствии с требованиями энергосистем при еженедельных остановах в резерв на нерабочие дни и ежесуточных остановах на ночное время с последующими пусками из неостывшего состояния [12].

Наиболее значимыми характеристиками, которые определяют экономичность и маневренность ПГУ, являются длительность пусков и остановов, скорость изменения нагрузки и величина регулировочного диапазона.

Так, в работе [13] проведено исследование влияния времени работы на пониженной мощности, а также количества пусков ГТУ на эффективность схем ПГУ при покрытии суточного изменения электрической нагрузки.

В работе рассматривались следующие способы участия ПГУ в покрытии суточных колебаний нагрузки:

1. при моноблочной схеме ПГУ (1ГТУ + 1КУ + 1ПТУ) в часы провала нагрузки происходит снижение мощности ГТУ до необходимого уровня;
2. при дубль-блочной схеме ПГУ (2ГТУ + 2КУ + 1ПТУ) происходит останов одной ГТУ с КУ с последующим ее запуском.

В качестве критерия сравнительной экономической эффективности был принят минимум суммарных дисконтированных затрат, включающий в себя топливные издержки, издержки на ремонт оборудования и др.

В результатах данной работы было отмечено снижение дисконтированных издержек на топливо при увеличении времени работы на пониженной мощности с 4 ч до 12 ч на 16% для моноблочной схемы и на 17,8% – для дубль-блока. Однако, увеличение числа пусков ГТУ в сутки с одного до двух приводит к увеличению пусковых затрат на топливо для дубль-блочной схемы ПГУ на 100%.

Тенденцией последних десятилетий является ужесточение требований по маневренности в энергетике. Для западных стран это связано с ростом доли нетрадиционных и возобновляемых источников энергии, которые характеризуются непредсказуемостью генерации электроэнергии. В связи с

этим разрабатываются технологические решения, которые позволили бы эффективно и надежно эксплуатировать мощные парогазовые установки не только в базовой части графика нагрузок, но и в переменных и полупиковых режимах.

В [14] описаны технические решения зарубежных производителей паровых и газовых турбин, позволяющие увеличивать допустимое число пусков блока и сокращать их продолжительность при сохранении его тепловой экономичности.

Так, например, концерном Siemens предложено модернизировать котел-утилизатор заменой барабана высокого давления на тонкостенный узел (сепаратор), что позволит сократить время прогрева и, соответственно, пуска котла-утилизатора без снижения его надежности. Помимо этого, разработана технология параллельного пуска газовой и паровой турбин, что приводит к уменьшению времени «горячего» пуска ПГУ до 40 минут и ниже.

Стоит отметить также отечественную разработку, предложенную в качестве патента в 2016 году [15]. Согласно разработанной системе, повышение эффективности и маневренности парогазовых установок будет достигаться путем повышения параметров пара перед паровой турбиной в процессе его смешения с продуктами сгорания водорода, который может быть получен электролизом за счет использования дешевой ночной внепиковой электроэнергии из энергосистемы.

Схема предлагаемого устройства показана на рисунке 8.

Согласно описанию, энергия из энергосистемы используется для нужд электролизного комплекса 9, где путем электролиза воды, накопленной в баке-аккумуляторе, вырабатывается и аккумулируется водород и кислород.

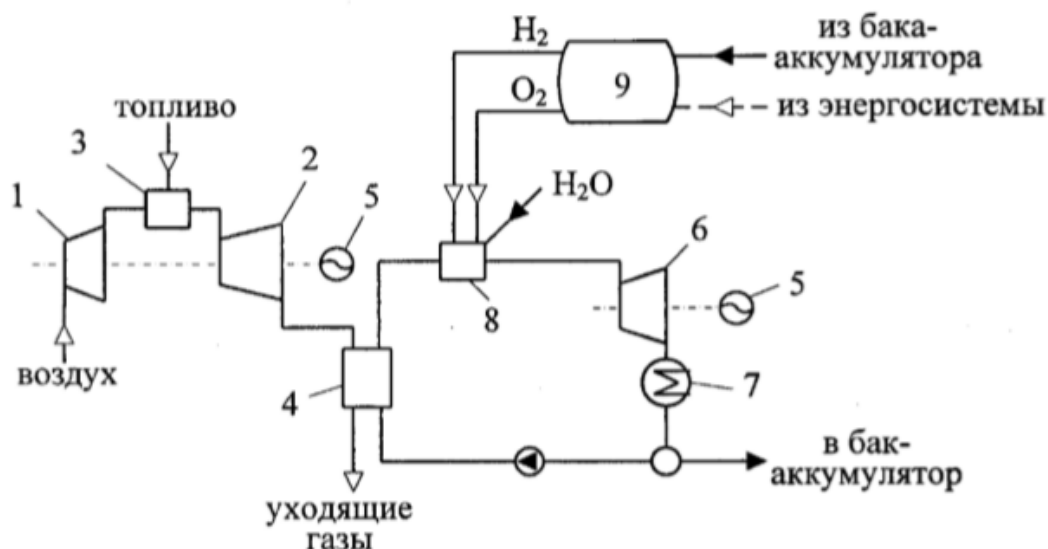


Рисунок 8 – Схема способа повышения эффективности и маневренности [15]

В период пиковых нагрузок накопленные газы сжигаются в парогенераторе 8 для повышения параметров пара перед паровой турбиной, что приводит к увеличению мощности ПГУ.

1.5 Методика расчета ПГУ в переменном режиме

Основной особенностью режимов частичной нагрузки ПГУ утилизационного типа является сильная взаимосвязь условий работы всех ее элементов. Изменение режимов работы любого из них мгновенно приводит в той или иной степени к изменению всех параметров по газовому и пароводяному трактам, и, следовательно, экономичности и надежности ПГУ.

В работе [16] показана блок-схема, а также приведена подробная методика расчета параметров и показателей ПГУ для частичного режима. Данная блок-схема представлена на рисунке 9. В качестве исходных данных, помимо результатов расчетов номинального режима ПГУ, необходимо знать изменение мощности ГТУ, температуру и расход газов и охлаждающей воды.

В [17] по результатам расчетов, выполненных в [16], приведены выводы, а также возможные технологические по повышению эффективности и надежности работы парогазовой установки при частичных нагрузках, главными из которых являются нижеприведенные тезисы.

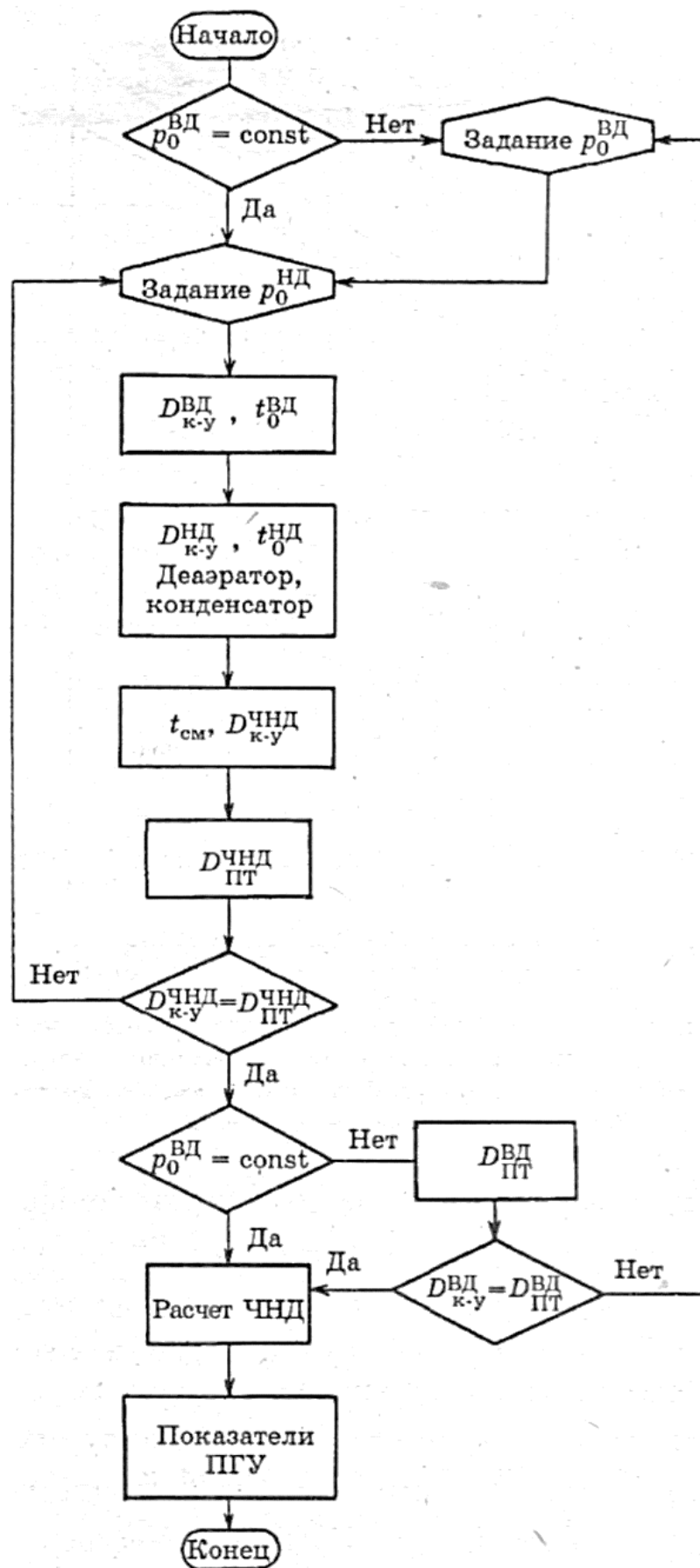


Рисунок 9 – Блок-схема программы расчета параметров ПГУ [16]

1. Главными факторами, определяющими рамки регулировочного диапазона надежной работы ПГУ, являются влажность и давление за последней ступенью паровой турбины, а также начальная температура пара.

2. Газотурбинная установка в составе ПГУ должна быть снабжена средствами для поддержания температуры газов на ее выходе в как можно большем диапазоне.

3. Повышение температуры наружного воздуха может привести к недопустимо высокой температуре острого пара и к недопустимо высокому давлению в конденсаторе паровой турбины.

4. При наличии в составе ПГУ нескольких ГТУ наибольшая экономичность при частичных нагрузках обеспечивается при их последовательном разгрузении.

1.6 Экономические аспекты работы ПГУ в условиях рынка

При работе электростанций на оптовом рынке электроэнергии и мощности, взаимодействия между системным оператором Единой энергетической системы (СО ЕЭС) и генерирующими компаниями строятся на основании договоров на предоставление электрической энергии и мощности на оптовый рынок [12].

За сутки цена электрической энергии на рынке подвергается постоянным изменениям. Она непосредственно влияет на оптимальную загрузку генерирующих мощностей, которая соответствует максимальной выручке, получаемой за счет продажи тепловой энергии и электрической энергии. Маржинальную прибыль можно определить из следующей формулы [18]:

$$M = N_{\text{э}} \cdot (\text{Ц}_{\text{э.э}} - S_{\text{т}}) + Q_{\text{т}} \cdot \text{Ц}_{\text{т.э}} - K,$$

где $N_{\text{э}}$ – электрическая мощность энергоблока, $\text{Ц}_{\text{э.э}}$ – цена электрической энергии, $Q_{\text{т}}$ – отпуск тепла, $\text{Ц}_{\text{т.э}}$ – цена тепловой энергии, $S_{\text{т}}$ – топливная составляющая себестоимости производства электрической и тепловой энергии, K – прочие затраты, которые зависят от нагрузки станции.

При цене электроэнергии ниже себестоимости ее производства генерирующая компания может компенсировать финансовые убытки от продажи электроэнергии за счет отпуска тепла.

Стоит отметить, что изменение маржинальной прибыли при изменении нагрузки зависит от соотношения относительного прироста затрат на производство электрической и тепловой энергии и цены электроэнергии.

Условием оптимальной загрузки генерирующих мощностей является соотношение стоимости электроэнергии и относительного прироста затрат на производство энергии. Согласно [18]:

$$\text{если } C_{э.э} < \frac{\partial Z_{\Sigma}}{\partial N_{э}}, \text{ то } N_{э} = N_{э}^{min};$$

$$\text{если } C_{э.э} > \frac{\partial Z_{\Sigma}}{\partial N_{э}}, \text{ то } N_{э} = N_{э}^{max},$$

где Z_{Σ} – суммарные затраты на производство электрической и тепловой энергии, $N_{э}^{min}$ и $N_{э}^{max}$ – минимальная и максимальная электрическая мощность.

Таким образом, если справедливо соотношение (4), то оптимальной является максимально допустимая нагрузка ПГУ, а если выполняется условие (3), тогда финансовые убытки можно снизить, есть обеспечить более глубокую разгрузку ПГУ до мощности, которая будет соответствовать нижней границе регулировочного диапазона [18].

Далее в статье [18] рассмотрены различные варианты снижения технологического минимума нагрузок ПГУ при сохранении тепловой и экономической эффективности. Для сохранения благоприятных условий горения топливовоздушной смеси с низкими концентрациями NO_x и CO в уходящих газах снижение нагрузки ГТУ можно осуществлять следующими способами:

1. углублением регулирования расхода воздуха при помощи входного направляющего аппарата компрессора ГТУ;
2. перепуском доли сжатого в компрессоре ГТУ воздуха на его вход;

3. подогревом воздуха перед компрессором ГТУ в теплообменнике антиобледенительной системы.

Также авторами показано, что годовой экономический эффект от снижения технологического минимума нагрузки ПГУ зависит от цен электрической энергии на рынке на сутки вперед по количеству часов в течение года и стоимости топлива. Так, на 2017 год по ценам на топливо и электроэнергию в Московской области экономический эффект от снижения регулировочного диапазона ПГУ составил 7,7 млн рублей, но при снижении стоимости электроэнергии и увеличении цены топлива данная цифра возрастает.

2 Расчетная часть

В данном разделе будет произведен расчет тепловой схемы парогазовой установки ПГУ-420. Будет проведена оценка влияния начального давления контуров НД и ВД на электрическую мощность ПГУ. А также оценено влияние конечного давления, температуры наружного воздуха, температуры газов на входе в газовую турбину на электрическую мощность ПГУ.

2.1 Постановка задачи на расчёт

Для расчёта газотурбинной части ПГУ-420 принимаем исходные данные, представленные в таблице 1. Тепловая схема парогазовой установки представлена на рисунке 10.

Таблица 1 – Исходные данные для расчёта газотурбинной части ПГУ [19, 20]

Прототип газовой турбины	SGT5-4000F
Расчётная электрическая мощность, МВт	280
Степень сжатия в компрессоре	20,1
Температура газа на входе в газовую турбину, °C	1320

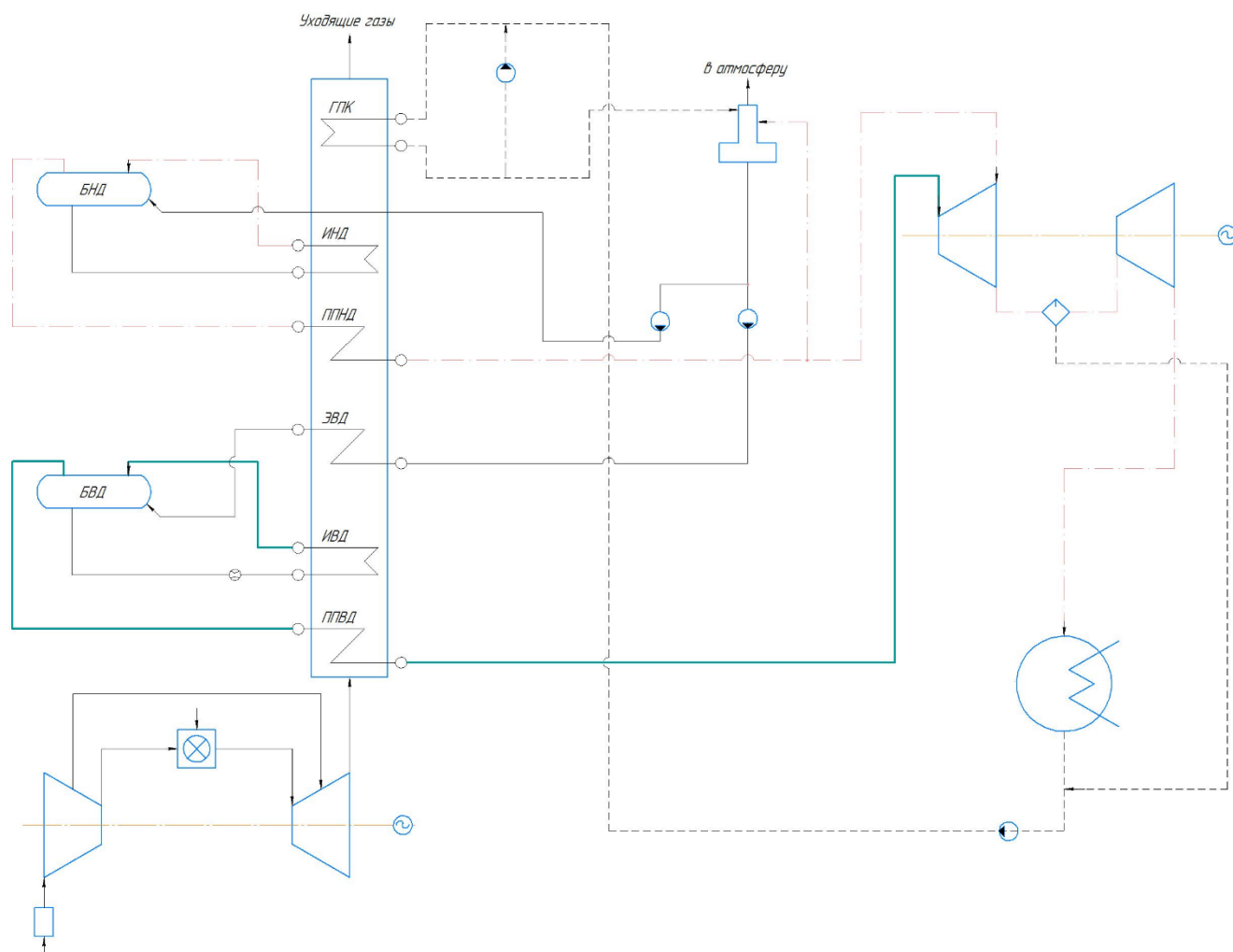


Рисунок 10 – Тепловая схема парогазовой установки ПГУ-420

Газы из газовой турбины направляются в котёл-утилизатор, в котором они омывают поверхности нагрева контуров высокого и низкого давлений, после чего удаляются в окружающую среду.

Контур высокого давления включает в себя экономайзер, испаритель, барабан и пароперегреватель. В контуре низкого давления находятся газовый подогреватель конденсата, барабан, пароперегреватель и испаритель.

Перегретый пар высокого давления направляется в ЦВД турбины. После ЦВД пар высокого давления направляется на сепарацию. Влага, которая удаляется из сепаратора, попадает в конденсатосборник. Пар низкого давления направляется в ЦНД и в деаэратор. После ЦНД пар конденсируется в конденсаторе и направляется с помощью конденсатного насоса в газовый подогреватель конденсата (ГПК). Часть рабочего тела отбирается после ГПК

и направляется на рециркуляцию в трубопровод перед ГПК для того, чтобы поддержать минимально допустимую температуру уходящих газов из котла. Далее вода следует на деаэрацию, после деаэрации она разделяется на потоки высокого и низкого давлений, после чего подается в соответствующие поверхности нагрева котла-утилизатора.

2.2 Расчеты тепловой схемы ГТУ, котла-утилизатора и ПТУ

2.2.1 Расчёт схемы без учёта охлаждения газовой турбины

Принимаем нормальные условия наружного воздуха согласно ГОСТ Р 52200-2004 [21]: температура T_a равна 15 °С и давление $P_{\text{нв}}$ равно 0,1013 МПа.

В качестве топлива принимаем стандартный углеводород, имеющий следующие характеристики: теплота сгорания $K_T = 44300$ кДж/кг; минимально необходимое количество воздуха для полного сжигания 1 кг газа $L_0 = 15$ кг/кг. [22]

Давление воздуха на входе в компрессор:

$$P_a = P_{\text{нв}}(1 - \xi_{\text{вх}}),$$

где $\xi_{\text{вх}} = 0,12$ – коэффициент гидравлических потерь входного тракта компрессора, принимается по рекомендации [23];

$$P_a = P_{\text{нв}}(1 - \xi_{\text{вх}}) = 0,1013 \cdot (1 - 0,12) = 0,0891 \text{ МПа.}$$

Температура воздуха за компрессором находится по уравнению адиабатного процесса:

$$T_b = T_a \left(1 + \frac{\varepsilon^{m_b} - 1}{\eta_k} \right),$$

где $\varepsilon = 20,1$ – степень повышения давления в компрессоре; m_b – параметр процесса сжатия, принимается в первом приближении равным 0,2774; $\eta_k = 0,85$ – КПД компрессора.

$$T_b = T_a \left(1 + \frac{\varepsilon^{m_b} - 1}{\eta_k} \right) = 288 \cdot \left(1 + \frac{20,1^{0,2774} - 1}{0,85} \right) = 727,99 \text{ К} = 454,99 \text{ °С.}$$

С помощью таблицы 12.5 [22] определим энтальпии воздуха на входе и выходе компрессора:

$$h_a = h'_B(15\text{ }^\circ\text{C}) - h'_B(25\text{ }^\circ\text{C}) = 15,06 - 25,08 = -10,02 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};$$

$$h_b = h'_B(454,99\text{ }^\circ\text{C}) - h'_B(25\text{ }^\circ\text{C}) = 470,34 - 25,08 = 445,26 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Средняя теплоемкость воздуха при его сжатии в компрессоре:

$$c_{pB} = \frac{h_b - h_a}{t_b - t_a} = \frac{445,26 + 10,02}{454,99 - 15} = 1,0347 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}.$$

Уточним значение параметра m_B :

$$m_B = \frac{R_B}{c_{pB}} = \frac{0,287}{1,0347} = 0,2774.$$

Уточним температуру воздуха в конце процесса его сжатия:

$$T_b = T_a \left(1 + \frac{\varepsilon^{m_B} - 1}{\eta_K} \right) = 288 \cdot \left(1 + \frac{20,1^{0,2774} - 1}{0,85} \right) = 727,99 \text{ К} = 454,99\text{ }^\circ\text{C}.$$

Уточним энтальпию воздуха в конце процесса его сжатия:

$$h_b = h'_B(454,99\text{ }^\circ\text{C}) - h'_B(25\text{ }^\circ\text{C}) = 470,34 - 25,08 = 445,26 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Работа сжатия в компрессоре:

$$H_K = h_b - h_a = 445,26 + 10,02 = 455,28 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Давление воздуха за компрессором:

$$P_b = P_a \varepsilon = 0,0891 \cdot 20,1 = 1,792 \text{ МПа}.$$

Энтальпии воздуха и продуктов сгорания на входе в турбину [22]:

$$h_B = h'_B(1320\text{ }^\circ\text{C}) - h'_B(25\text{ }^\circ\text{C}) = 1475,68 - 25,08 = 1450,6 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};$$

$$h_{пс} = h'_{пс}(1320\text{ }^\circ\text{C}) - h'_{пс}(25\text{ }^\circ\text{C}) = 1644,4 - 26,77 = 1617,63 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Найдем коэффициент избытка воздуха в камере сгорания, принимая энтальпию топлива равной нулю и КПД камеры сгорания равным 0,99:

$$\alpha = \frac{K_T \eta_{КС} + L_0 h_B + h_{тп} - (1 + L_0) h_{пс}}{L_0 (h_B - h_b)} =$$

$$= \frac{44300 \cdot 0,99 + 15 \cdot 1450,6 + 0 - (1 + 15) \cdot 1617,63}{15 \cdot (1450,6 - 445,26)} = 2,635.$$

Энтальпия смеси воздуха и продуктов сгорания (газа) на входе в турбину определяется следующим образом:

$$h_c = \frac{1 + L_0}{1 + \alpha L_0} h_{\text{пс}} + \frac{(\alpha - 1)L_0}{1 + \alpha L_0} h_{\text{в}} =$$

$$= \frac{1 + 15}{1 + 2,635 \cdot 15} \cdot 1617,63 + \frac{(2,635 - 1) \cdot 15}{1 + 2,635 \cdot 15} \cdot 1450,6 = 1516,55 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Давление газов на входе в газовую турбину:

$$P_c = P_b(1 - \xi_{\text{К-ГТ}}),$$

где $\xi_{\text{К-ГТ}} = 0,025$ – коэффициент гидравлических потерь в тракте от выхода компрессора до входа газовой турбины, с учётом того, что в КС не происходит потери давления [23];

$$P_c = P_b(1 - \xi_{\text{К-ГТ}}) = 1,792 \cdot (1 - 0,025) = 1,747 \text{ МПа.}$$

Давление газов за газовой турбиной:

$$P_d = P_a(1 + \xi_{\text{ВЫХ}}),$$

где $\xi_{\text{ВЫХ}} = 0,04$ – коэффициент гидравлических потерь в выхлопном патрубке ГТ [5];

$$P_d = P_a(1 + \xi_{\text{ВЫХ}}) = 0,0891 \cdot (1 + 0,04) = 0,0927 \text{ МПа.}$$

Степень расширения газов в ГТ:

$$\delta = \frac{P_c}{P_d} = \frac{1,747}{0,0927} = 18,84.$$

Принимаем КПД газовой турбины равным 0,9, а параметр $m_{\text{Г}}$ в первом приближении равным 0,2333.

Температура газа за турбиной:

$$T_d = T_c[1 - (1 - \delta^{-m_{\text{Г}}})\eta_{\text{Т}}] =$$

$$= 1583 \cdot [1 - (1 - 18,84^{-0,2333}) \cdot 0,9] = 882,08 \text{ К} = 609,09 \text{ }^{\circ}\text{С.}$$

Энтальпии воздуха и продуктов сгорания за турбиной:

$$h_{\text{в}} = h'_{\text{в}}(609,09 \text{ }^{\circ}\text{С}) - h'_{\text{в}}(25 \text{ }^{\circ}\text{С}) = 639,67 - 25,08 = 614,59 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};$$

$$h_{\text{пс}} = h'_{\text{пс}}(609,09 \text{ }^{\circ}\text{C}) - h'_{\text{пс}}(25 \text{ }^{\circ}\text{C}) = 701,07 - 26,77 = 674,3 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Энтальпия газовой смеси после турбины:

$$\begin{aligned} h_d &= \frac{1 + L_0}{1 + \alpha L_0} h_{\text{пс}} + \frac{(\alpha - 1)L_0}{1 + \alpha L_0} h_{\text{в}} = \\ &= \frac{1 + 15}{1 + 2,635 \cdot 15} \cdot 674,3 + \frac{(2,635 - 1) \cdot 15}{1 + 2,635 \cdot 15} \cdot 614,59 = 638,17 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}. \end{aligned}$$

Средняя теплоемкость газа в процессе расширения:

$$c_{p\Gamma} = \frac{h_c - h_d}{t_c - t_d} = \frac{1516,55 - 638,17}{1320 - 609,09} = 1,2356 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}.$$

Расход теплоты:

$$q = \frac{\mu_{\text{пс}}}{\mu_{\text{в}}} \cdot \frac{L_0}{1 + L_0},$$

где $\mu_{\text{пс}} = 28,66$, $\mu_{\text{в}} = 28,97$ – молекулярные массы продуктов сгорания и воздуха соответственно;

$$q = \frac{28,66}{28,97} \cdot \frac{15}{1 + 15} = 0,9275.$$

Объемная доля воздуха в продуктах сгорания:

$$r_{\text{в}} = \frac{q(\alpha - 1)}{1 + q(\alpha - 1)} = \frac{0,9275 \cdot (2,635 - 1)}{1 + 0,9275 \cdot (2,635 - 1)} = 0,6026.$$

Молекулярная масса газовой смеси:

$$\mu_{\Gamma} = \mu_{\text{в}} r_{\text{в}} + \mu_{\text{пс}} (1 - r_{\text{в}}) = 28,97 \cdot 0,6026 + 28,66 \cdot (1 - 0,6026) = 28,85.$$

Газовая постоянная продуктов сгорания:

$$R_{\Gamma} = \frac{8,314}{\mu_{\Gamma}} = \frac{8,314}{28,85} = 0,2882 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}.$$

Уточним значение параметра m_{Γ} :

$$m_{\Gamma} = \frac{R_{\Gamma}}{c_{p\Gamma}} = \frac{0,2882}{1,2356} = 0,2333.$$

Уточним температуру газовой смеси в конце процесса расширения:

$$\begin{aligned} T_d &= T_c [1 - (1 - \delta^{-m_{\Gamma}}) \eta_{\text{т}}] = \\ &= 1583 \cdot [1 - (1 - 18,84^{-0,2333}) \cdot 0,9] = 882,08 \text{ К} = 609,09 \text{ }^{\circ}\text{C}. \end{aligned}$$

Уточним энтальпии воздуха продуктов сгорания в конце процесса расширения:

$$h_B = h'_B(609,09 \text{ }^\circ\text{C}) - h'_B(25 \text{ }^\circ\text{C}) = 639,67 - 25,08 = 614,59 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};$$

$$h_{\text{пс}} = h'_{\text{пс}}(609,09 \text{ }^\circ\text{C}) - h'_{\text{пс}}(25 \text{ }^\circ\text{C}) = 701,07 - 26,77 = 674,3 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Энтальпия газовой смеси на выходе из турбины:

$$\begin{aligned} h_d &= \frac{1 + L_0}{1 + \alpha L_0} h_{\text{пс}} + \frac{(\alpha - 1)L_0}{1 + \alpha L_0} h_B = \\ &= \frac{1 + 15}{1 + 2,635 \cdot 15} \cdot 674,3 + \frac{(2,635 - 1) \cdot 15}{1 + 2,635 \cdot 15} \cdot 614,59 = 638,17 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}. \end{aligned}$$

Работа расширения в турбине:

$$H_T = h_c - h_d = 1516,55 - 638,17 = 878,38 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Работа ГТУ на валу агрегата:

$$\begin{aligned} H_e &= H_T \eta_m - \frac{\alpha L_0 (1 + \alpha_y)}{1 + \alpha L_0} H_k = \\ &= 878,38 \cdot 0,99 - \frac{2,635 \cdot 15 \cdot (1 + 0)}{1 + 2,635 \cdot 15} \cdot 455,28 = 425,56 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}. \end{aligned}$$

Расход газа через турбину:

$$G_T = \frac{N_3}{H_e \eta_T} = \frac{280000}{425,56 \cdot 0,99} = 664,61 \frac{\text{кг}}{\text{с}}.$$

Расход воздуха, подаваемого в компрессор:

$$G'_k = \frac{\alpha L_0 (1 + \alpha_y)}{1 + \alpha L_0} G_T = \frac{2,635 \cdot 15 \cdot (1 + 0)}{1 + 2,635 \cdot 15} \cdot 664,61 = 648,21 \frac{\text{кг}}{\text{с}}.$$

Расход топлива:

$$B = \frac{G_T}{1 + \alpha L_0} = \frac{664,61}{1 + 2,635 \cdot 15} = 16,4 \frac{\text{кг}}{\text{с}}.$$

Мощность газовой турбины:

$$N_T = G_T H_T = 664,61 \cdot 878,38 = 583,8 \text{ МВт}.$$

Мощность, потребляемая компрессором:

$$N_k = G'_k H_k = 648,21 \cdot 455,28 = 295,1 \text{ МВт.}$$

Коэффициент полезной работы:

$$\varphi = \frac{N_T - N_k}{N_T} = \frac{583,8 - 295,1}{583,8} = 0,4945.$$

КПД ГТУ без охлаждения по выработке электроэнергии:

$$\eta_{\varepsilon}^{\text{ГТУ}} = \frac{N_{\varepsilon}^{\text{ГТУ}}}{BK_T} = \frac{280000}{16,4 \cdot 44300} = 0,3854.$$

2.2.2 Расчёт схемы с учётом охлаждения газовой турбины

Принимаем допустимую температуру металла лопаток газовой турбины (литейные сплавы на основе никеля) [22]:

$$T_w = 900 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

Зная температуру газовой смеси перед турбиной (1320 °С), определим относительный расход воздуха на охлаждение:

$$g_b = 0,02 + 0,32 \cdot 10^{-3}(T_c - T_w) = 0,02 + 0,32 \cdot 10^{-3} \cdot (1320 - 900) = 0,154.$$

Принимаем число ступеней газовой турбины $z = 12$ и, считая работы всех ступеней одинаковыми, вычисляем температуру газов после первой ступени:

$$T_2'' = T_c - \frac{1}{z} \frac{H_T}{c_{pT}} = 1593 - \frac{1}{12} \cdot \frac{878,38}{1,2356} = 1533,76 \text{ К.}$$

Определяем параметр:

$$\gamma = \frac{1 - \varphi}{\varphi} - \frac{z - 1}{z\varphi} \frac{T_1'}{T_2''} + \frac{\nu_H H_{ст}}{\varphi H_T},$$

где $\nu_H = 0,6$ – опытный коэффициент, зависящий от конструктивных особенностей охлаждаемых элементов; $T_1' = T_b = 727,99 \text{ К}$; $H_{ст}/H_T \approx 1/z$;

$$\gamma = \frac{1 - \varphi}{\varphi} - \frac{z - 1}{z\varphi} \frac{T_1'}{T_2''} + \frac{\nu_H}{\varphi} \frac{1}{z} = \frac{1 - 0,4945}{0,4945} - \frac{12 - 1}{12 \cdot 0,4945} \cdot \frac{727,99}{1533,76} + \frac{0,6}{0,4945} \cdot \frac{1}{12} = 0,2435.$$

Внутренняя работа ГТУ с охлаждаемой турбиной:

$$H_{охл} = H(1 - \gamma g_b) = \left(H_T - \frac{\alpha L_0}{1 + \alpha L_0} H_k \right) (1 - \gamma g_b) =$$

$$= \left(878,38 - \frac{2,635 \cdot 15}{1 + 2,635 \cdot 15} \cdot 455,28 \right) (1 - 0,2435 \cdot 0,154) = 418,01 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Механический КПД газотурбинной установки:

$$\eta'_M = 1 - \frac{1 - \eta_M}{\varphi} = 1 - \frac{1 - 0,99}{0,4945} = 0,9798.$$

Расход газов:

$$G_T = \frac{N_3}{H_{\text{охл}} \eta'_M \eta'_T} = \frac{280000}{418,01 \cdot 0,9798 \cdot 0,99} = 690,58 \frac{\text{кг}}{\text{с}}.$$

Расход топлива рассчитывается следующим образом:

$$B_{\text{охл}} = \frac{G_T}{1 + \alpha L_0} = \frac{690,581}{1 + 2,635 \cdot 15} = 17,04 \frac{\text{кг}}{\text{с}}.$$

Расход воздуха на входе в камеру сгорания:

$$G_K = \frac{\alpha L_0}{1 + \alpha L_0} G_T = \frac{2,635 \cdot 15}{1 + 2,635 \cdot 15} \cdot 690,58 = 673,53 \frac{\text{кг}}{\text{с}}.$$

Расход воздуха на входе в компрессор:

$$G'_K = G_T \left(\frac{\alpha L_0}{1 + \alpha L_0} + g_B \right) = 690,58 \cdot \left(\frac{2,635 \cdot 15}{1 + 2,635 \cdot 15} + 0,154 \right) = 780,16 \frac{\text{кг}}{\text{с}}.$$

Определим расход газов на выходе из турбины:

$$G'_T = G_T (1 + g_B) = 690,58 \cdot (1 + 0,154) = 797,2 \frac{\text{кг}}{\text{с}}.$$

Электрический коэффициент полезного действия ГТУ с охлаждением:

$$\eta_{\text{э.охл}}^{\text{ГТУ}} = \eta_{\text{э}}^{\text{ГТУ}} (1 - \gamma g_B) = 0,3854 \cdot (1 - 0,2435 \cdot 0,154) = 0,3709.$$

Прежде чем проводить дальнейшие расчёты, необходимо уточнить температуру на выходе из турбины. Для этого запишем формулу КПД ГТУ с учётом охлаждения:

$$\eta_{\text{охл}}^{\text{ГТУ}} = 1 - \frac{q_2}{q_1} = \frac{\eta_{\text{э.охл}}^{\text{ГТУ}}}{\eta_M \eta_T},$$

где $q_1 = B_{\text{охл}} K_T \eta_{\text{КС}}$ – тепло, подведенное в камере сгорания; $q_2 = G'_T (h_{\text{yx}} - h_{\text{нв}})$;

$$\eta_{\text{охл}}^{\text{ГТУ}} = \frac{\eta_{\text{э.охл}}^{\text{ГТУ}}}{\eta_M \eta_T} = \frac{0,3709}{0,99 \cdot 0,99} = 0,3785.$$

Энтальпии воздуха и продуктов сгорания при температуре наружного воздуха:

$$h_{\text{в}} = 15,06 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}; h_{\text{пс}} = 15,78 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Энтальпия газовой смеси при температуре наружного воздуха:

$$\begin{aligned} h_{\text{нв}} &= \frac{1 + L_0(1 + g_{\text{в}})}{1 + \alpha L_0(1 + g_{\text{в}})} h_{\text{пс}} + \frac{(\alpha - 1)L_0(1 + g_{\text{в}})}{1 + \alpha L_0(1 + g_{\text{в}})} h_{\text{в}} = \\ &= \frac{1 + 15 \cdot (1 + 0,154)}{1 + 2,635 \cdot 15 \cdot (1 + 0,154)} \cdot 15,78 + \frac{(2,635 - 1) \cdot 15 \cdot (1 + 0,154)}{1 + 2,635 \cdot 15 \cdot (1 + 0,154)} \cdot 15,06 = \\ &= 15,34 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}. \end{aligned}$$

Из формулы КПД ГТУ с учётом охлаждения выражаем энтальпию уходящих газов:

$$\begin{aligned} h_{\text{yx}} &= h_{\text{нв}} + \frac{(1 - \eta_{\text{охл}}^{\text{ГТУ}}) B_{\text{охл}} K_{\text{т}} \eta_{\text{КС}}}{G'_{\text{т}}} = 15,34 + \frac{(1 - 0,3785) \cdot 17,04 \cdot 44300 \cdot 0,99}{797,2} = \\ &= 598,06 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}. \end{aligned}$$

Отсюда определяем температуру уходящих газов ГТУ с помощью таблицы 12.5 [22]:

$$T_{\text{yx}} = 552,5 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Для оценки влияния начальных и конечных параметров на электрическую мощность паротурбинной установки проведём варианты тепловые расчёты при различных начальных давлениях контуров высокого и низкого давления, а также при различных давлениях в конденсаторе.

2.3 Оценка влияния начального давления контура ВД

Проведем расчёты тепловых схем КУ и ПТУ для исходных данных, представленных в таблице 2.

Таблица 2 – Исходные данные для оценки влияния начального давления контура ВД

Параметр	Значение
Начальное давление пара контура ВД $P_0^{\text{ВД}}$, МПа	7
	8
	9
	10
Начальное давление пара контура ВД $P_0^{\text{ВД}}$, МПа	1
Давление в конденсаторе $P_{\text{к}}$, кПа	5
Температура газовой смеси после газовой турбины T_{yx} , °С	552,5
Энтальпия газовой смеси после газовой турбины h_{yx} , кДж/кг	598,06
Расход газов на выходе газовой турбины $G'_\text{т}$, кг/с	797,2

Представим подробный расчёт для давления пара контура ВД, равного 9 МПа.

Температура водяного пара перед стопорным клапаном высокого давления:

$$t_0^{\text{ВД}} = T_{\text{yx}} - \delta t_0^{\text{ВД}},$$

где $\delta t_0^{\text{ВД}} = 25$ °С – температурный напор на выходе из ППВД [24];

$$t_0^{\text{ВД}} = T_{\text{yx}} - \delta t_0^{\text{ВД}} = 552,5 - 25 = 527,5 \text{ °С}.$$

Энтальпия пара перед стопорным клапаном высокого давления:

$$h_0^{\text{ВД}} = f(P_0^{\text{ВД}}, t_0^{\text{ВД}}) = f(9 \text{ МПа}, 527,5 \text{ °С}) = 3456,24 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Давление пара в барабане высокого давления:

$$P_6^{\text{ВД}} = (1 + \xi) P_0^{\text{ВД}},$$

где $\xi = 0,05$ – гидравлические сопротивления в трубопроводах перед стопорными клапанами высокого и низкого давления;

$$P_6^{\text{ВД}} = (1 + \xi) P_0^{\text{ВД}} = (1 + 0,05) \cdot 9 = 9,45 \text{ МПа}.$$

Температура и энтальпия насыщенного водяного пара в барабане высокого давления:

$$t_s^{\text{ВД}} = f_s(P_6^{\text{ВД}}) = f_s(9,45 \text{ МПа}) = 306,87 \text{ }^{\circ}\text{C};$$

$$h_6'' = f_s(P_6^{\text{ВД}}) = f_s(9,45 \text{ МПа}) = 2735,25 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Энтальпия недогретой до насыщения воды:

$$h_1 = 4,19 \cdot (t_s^{\text{ВД}} - \Delta t_6^{\text{ВД}}),$$

где $\Delta t_6^{\text{ВД}} = 7 \text{ }^{\circ}\text{C}$ – недогрев питательной воды, поступающей в барабан ВД;

$$h_1 = 4,19 \cdot (306,87 - 7) = 1342,98 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Температура газов за испарителем высокого давления (ИВД):

$$T_s^{\text{ВД}} = t_s^{\text{ВД}} + \delta t_s^{\text{ВД}},$$

где $\delta t_s^{\text{ВД}} = 10 \text{ }^{\circ}\text{C}$ – температурный напор [24];

$$T_s^{\text{ВД}} = t_s^{\text{ВД}} + \delta t_s^{\text{ВД}} = 306,87 + 10 = 316,87 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

Энтальпии воздуха и продуктов сгорания за ИВД [22]:

$$h_{\text{в}} = 323,3 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}; h_{\text{пс}} = 350,43 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Энтальпия газов на выходе из ИВД:

$$\begin{aligned} h_s^{\text{ВД}} &= \frac{1 + L_0(1 + g_{\text{в}})}{1 + \alpha L_0(1 + g_{\text{в}})} h_{\text{пс}} + \frac{(\alpha - 1)L_0(1 + g_{\text{в}})}{1 + \alpha L_0(1 + g_{\text{в}})} h_{\text{в}} = \\ &= \frac{1 + 15 \cdot (1 + 0,154)}{1 + 2,635 \cdot 15 \cdot (1 + 0,154)} \cdot 350,43 + \frac{(2,635 - 1) \cdot 15 \cdot (1 + 0,154)}{1 + 2,635 \cdot 15 \cdot (1 + 0,154)} \cdot 323,3 = \\ &= 333,96 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}. \end{aligned}$$

Расход пара высокого давления:

$$D_0^{\text{ВД}} = \frac{G'_T(h_{\text{yx}} - h_s^{\text{ВД}})}{h_0^{\text{ВД}} - h_1} = \frac{797,2 \cdot (580,69 - 333,96)}{3456,24 - 1342,98} = 99,63 \frac{\text{кг}}{\text{с}}.$$

Давление пара в барабане низкого давления:

$$P_6^{\text{НД}} = (1 + \xi)P_0^{\text{НД}} = (1 + 0,05) \cdot 1 = 1,05 \text{ МПа}.$$

Температура и энтальпия насыщенного водяного пара, энтальпия насыщенной воды в барабане низкого давления:

$$t_s^{\text{НД}} = f_s(P_6^{\text{НД}}) = f_s(1,05 \text{ МПа}) = 182,02 \text{ }^{\circ}\text{C};$$

$$h_6' = f_s(P_6^{\text{НД}}) = f_s(1,05 \text{ МПа}) = 772,11 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};$$

$$h_6'' = f_s(P_6^{\text{НД}}) = f_s(1,05 \text{ МПа}) = 2778,95 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Температура газов за испарителем низкого давления (ИНД):

$$T_s^{\text{НД}} = t_s^{\text{НД}} + \delta t_s^{\text{НД}} = 182,02 + 10 = 192,02 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

Энтальпии воздуха и продуктов сгорания за ИНД [22]:

$$h_b = 194,01 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}; h_{\text{пс}} = 209,49 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Энтальпия газов на выходе из ИНД:

$$\begin{aligned} h_s^{\text{НД}} &= \frac{1 + L_0(1 + g_b)}{1 + \alpha L_0(1 + g_b)} h_{\text{пс}} + \frac{(\alpha - 1)L_0(1 + g_b)}{1 + \alpha L_0(1 + g_b)} h_b = \\ &= \frac{1 + 15 \cdot (1 + 0,154)}{1 + 2,635 \cdot 15 \cdot (1 + 0,154)} \cdot 209,49 + \frac{(2,635 - 1) \cdot 15 \cdot (1 + 0,154)}{1 + 2,635 \cdot 15 \cdot (1 + 0,154)} \cdot 194,01 = \\ &= 200,09 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}. \end{aligned}$$

Температура питательной воды в деаэраторе, из которого она направляется в контур ВД, соответствует температуре насыщенной воды в нём:

$$t_s^{\text{Д}} = t_s^{\text{НД}} - \Delta t_6^{\text{НД}},$$

где $\Delta t_6^{\text{НД}} = 6 \text{ }^{\circ}\text{C}$ – недогрев питательной воды питательной воды до температуры насыщения в деаэраторе;

$$t_s^{\text{Д}} = t_s^{\text{НД}} - \Delta t_6^{\text{НД}} = 182,02 - 6 = 176,02 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

Давление в деаэраторе и энтальпия насыщенной воды:

$$P_{\text{д}} = f_s(t_s^{\text{Д}}) = f_s(176,02 \text{ }^{\circ}\text{C}) = 0,914 \text{ МПа};$$

$$h_{\text{д}}' = f_s(t_s^{\text{Д}}) = f_s(176,02 \text{ }^{\circ}\text{C}) = 745,63 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Энтальпия газов и их температура (таблица 12.5 [22]) за контуром высокого давления:

$$h_{yx}^{ВД} = h_s^{ВД} - \frac{D_0^{ВД}(h_1 - h'_d)}{G'_T} = 333,96 - \frac{99,63 \cdot (1342,98 - 745,63)}{797,2} =$$

$$= 259,3 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};$$

$$T_{yx}^{ВД} = 247,7 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Энтальпия газов и их температура за ППВД:

$$h_{III}^{ВД} = h_{yx} - \frac{D_0^{ВД}(h_0^{ВД} - h''_6)}{G'_T} = 598,06 - \frac{99,63 \cdot (3456,24 - 2735,25)}{797,2} =$$

$$= 507,95 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};$$

$$T_{III}^{ВД} = 473,6 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Тепловые мощности поверхностей нагрева контура ВД:

$$Q_{III} = G'_T(h_{yx} - h_{III}^{ВД}) = 797,2 \cdot (598,06 - 507,95) = 71830 \text{ кВт};$$

$$Q_{II} = G'_T(h_{III}^{ВД} - h_s^{ВД}) = 797,2 \cdot (507,95 - 333,96) = 138710 \text{ кВт};$$

$$Q_{\Sigma} = G'_T(h_s^{ВД} - h_{yx}^{ВД}) = 797,2 \cdot (333,96 - 259,3) = 59513 \text{ кВт}.$$

Температура пара перед стопорным клапаном низкого давления:

$$t_0^{НД} = T_{yx}^{ВД} - \delta t_0^{НД},$$

где $\delta t_0^{НД} = 25 \text{ } ^\circ\text{C}$ – температурный напор на выходе из ППНД [24];

$$t_0^{НД} = T_{yx}^{ВД} - \delta t_0^{НД} = 247,7 - 25 = 222,7 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Энтальпия пара перед стопорным клапаном высокого давления:

$$h_0^{НД} = f(P_0^{НД}, t_0^{НД}) = f(1 \text{ МПа}, 222,7 \text{ } ^\circ\text{C}) = 2881,77 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Расход пара низкого давления:

$$D_0^{НД} = \frac{G'_T(h_{yx}^{ВД} - h_s^{НД})}{h_0^{НД} - h'_d} = \frac{797,2 \cdot (259,3 - 200,09)}{2881,77 - 745,63} = 22,1 \frac{\text{кг}}{\text{с}}.$$

Принимаем температуру питательной воды на входе в газовый подогреватель конденсата $t_k^{\text{ГПК}}$ равной $60 \text{ } ^\circ\text{C}$ и определим её энтальпию:

$$h_{\text{к}}^{\text{ГПК}} = 4,19t_{\text{к}}^{\text{ГПК}} = 4,19 \cdot 60 = 251,4 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Принимаем недогрев конденсата за ГПК до температуры насыщения в деаэраторе равным 7 °С, тогда температура и энтальпия недогретого конденсата, поступающего в деаэратор, равны:

$$t_{\text{к}}^{\text{д}} = t_{\text{с}}^{\text{д}} - \Delta t_{\text{д}} = 176,02 - 7 = 169,02 \text{ °С};$$

$$h_{\text{к}}^{\text{д}} = 4,19t_{\text{к}}^{\text{д}} = 4,19 \cdot 169,02 = 708,18 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Расход греющего пара в деаэратор:

$$D_{\text{д}} = \frac{(D_0^{\text{ВД}} + D_0^{\text{НД}}) \cdot (h'_{\text{д}} - h_{\text{к}}^{\text{д}})}{h_0^{\text{НД}} - h_{\text{к}}^{\text{д}}} = \frac{(99,63 + 22,1) \cdot (745,63 - 708,18)}{2881,77 - 708,18} = 2,1 \frac{\text{кг}}{\text{с}}.$$

По давлению в конденсаторе находим температуру конденсата и энтальпию конденсата, а также энтальпию конденсирующегося пара:

$$t_{\text{к}} = f_s(P_{\text{к}}) = f(5 \text{ кПа}) = 32,88 \text{ °С};$$

$$h'_{\text{к}} = f_s(P_{\text{к}}) = f(5 \text{ кПа}) = 137,77 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};$$

$$h''_{\text{к}} = f_s(P_{\text{к}}) = f(5 \text{ кПа}) = 2560,77 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Расход рециркуляции:

$$\begin{aligned} D_{\text{р}} &= \frac{(D_0^{\text{ВД}} + D_0^{\text{НД}} - D_{\text{д}}) \cdot (h_{\text{к}}^{\text{ГПК}} - h'_{\text{к}})}{h_{\text{к}}^{\text{д}} - h_{\text{к}}^{\text{ГПК}}} = \\ &= \frac{(199,63 + 22,1 - 2,1) \cdot (251,4 - 137,77)}{708,18 - 251,4} = 29,76 \frac{\text{кг}}{\text{с}}. \end{aligned}$$

Расход конденсата через ГПК:

$$D_{\text{ГПК}} = D_0^{\text{ВД}} + D_0^{\text{НД}} - D_{\text{д}} + D_{\text{р}} = 199,63 + 22,1 - 2,1 + 29,76 = 149,39 \frac{\text{кг}}{\text{с}}.$$

Энтальпия и температура уходящих газов котла-утилизатора:

$$\begin{aligned} h_{\text{yx}}^{\text{КУ}} &= h_{\text{с}}^{\text{НД}} - \frac{D_{\text{ГПК}}(h_{\text{к}}^{\text{д}} - h_{\text{к}}^{\text{ГПК}})}{G'_{\text{т}}} = 200,09 - \frac{149,39 \cdot (708,18 - 251,4)}{797,2} = \\ &= 114,5 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}; \end{aligned}$$

$$T_{yx}^{KY} = 110,5 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

Энтальпия уходящих газов при температуре наружного воздуха (15 °C):

$$h_{HB} = 15,34 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

КПД котла-утилизатора:

$$\eta_{KY} = \frac{h_{yx} - h_{yx}^{KY}}{h_{yx} - h_{HB}} = \frac{598,06 - 114,5}{598,06 - 15,34} = 0,8298.$$

Энтальпия газов за ППНД и их температура:

$$\begin{aligned} h_{\Pi\Pi}^{HD} &= h_{yx}^{BD} - \frac{D_0^{HD}(h_0^{HD} - h_6'')}{G_T'} = 259,3 - \frac{22,1 \cdot (2881,77 - 2778,95)}{797,2} = \\ &= 256,45 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}; \end{aligned}$$

$$T_{\Pi\Pi}^{HD} = 245 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

Тепловые мощности поверхностей нагрева контура низкого давления:

$$Q_{\Pi\Pi} = G_T'(h_{yx}^{BD} - h_{\Pi\Pi}^{HD}) = 797,2 \cdot (259,3 - 256,45) = 2272 \text{ кВт};$$

$$Q_{\Pi} = G_T'(h_{\Pi\Pi}^{HD} - h_s^{HD}) = 797,2 \cdot (256,45 - 200,09) = 44930 \text{ кВт};$$

$$Q_{\Gamma\Pi\text{К}} = G_T'(h_s^{HD} - h_{yx}^{KY}) = 797,2 \cdot (200,09 - 114,5) = 68238 \text{ кВт}.$$

Тепловая мощность, отданная газами ГТУ в паротурбинный цикл:

$$Q_{\Gamma} = G_T'(h_{yx} - h_{yx}^{KY}) = 797,2 \cdot (598,06 - 114,5) = 385493 \text{ кВт}.$$

Тепловая мощность, отданная пару котлом-утилизатором:

$$\begin{aligned} Q_{\Pi} &= D_0^{BD}(h_0^{BD} - h_k') + (D_0^{HD} - D_{\text{д}})(h_0^{HD} - h_k') = 99,63 \cdot (3456,24 - 137,77) + \\ &+ (22,1 - 2,1) \cdot (2881,77 - 137,77) = 385493 \text{ кВт}. \end{aligned}$$

Погрешность расчёта:

$$\delta Q = \left| \frac{Q_{\Pi} - Q_{\Gamma}}{Q_{\Pi}} \right| \cdot 100 = \left| \frac{385493 - 385493}{385493} \right| \cdot 100 = 0 \text{ } \%.$$

Погрешность не превышает 2%, следовательно, расчёты проведены верно. Представим t, Q -диаграмму котла-утилизатора на рисунке 11.



Рисунок 11 – t, Q -диаграмма двухконтурного котла-утилизатора

Представим схему паротурбинной установки на рисунке 12, а процесс расширения пара в проточной части турбины – на рисунке 13.

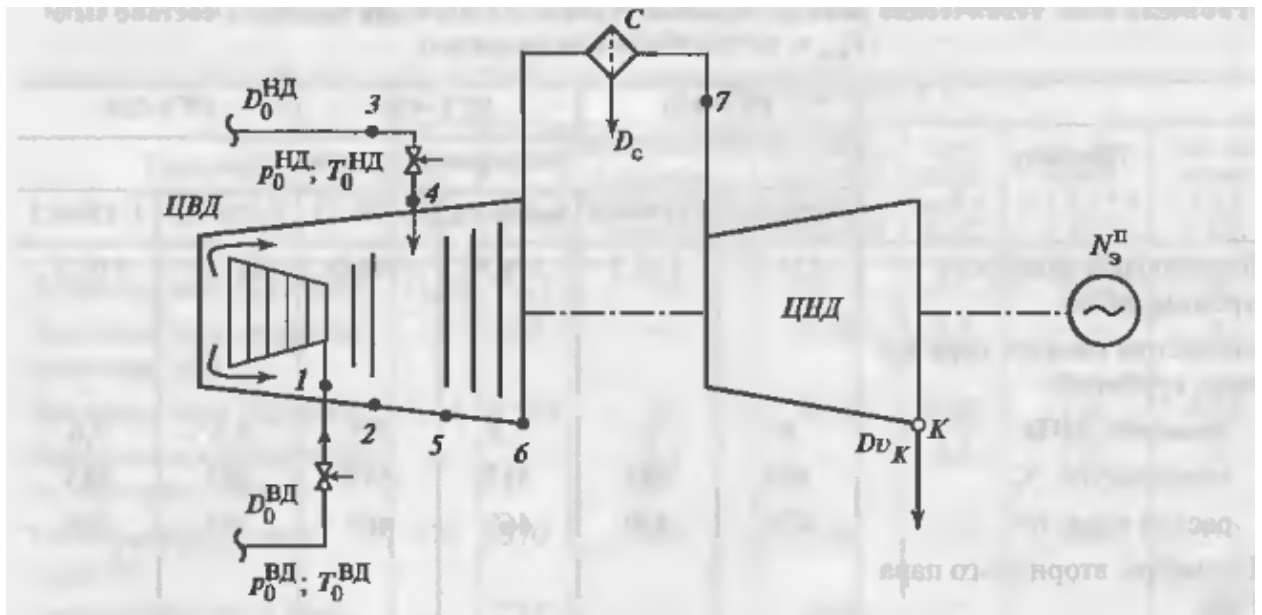


Рисунок 12 – Расчетная схема паротурбинной установки

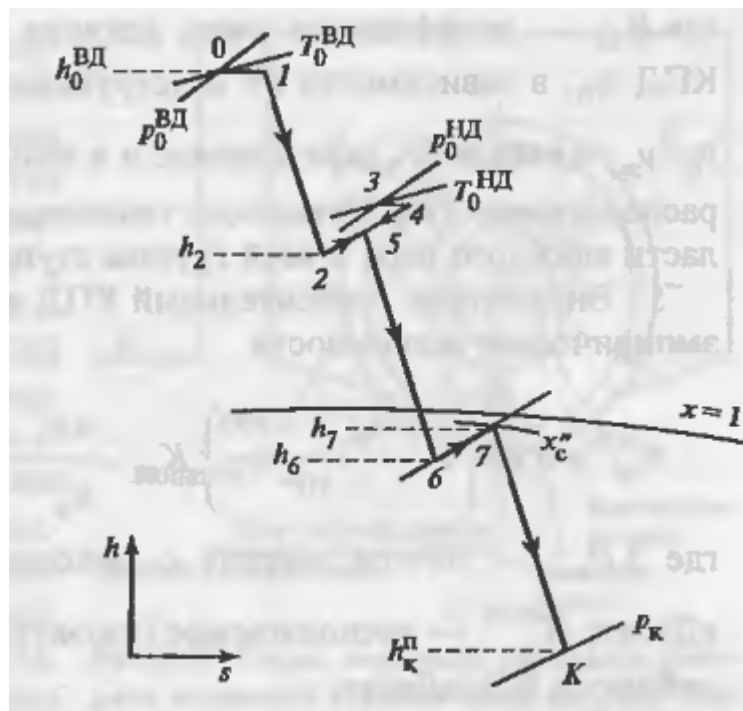


Рисунок 13 – Процесс расширения пара в турбине в h,s -диаграмме

Давление за стопорно-регулирующим клапаном (СРК) высокого давления:

$$(P_0^ВД)' = 0,95P_0^ВД = 0,95 \cdot 9 = 8,55 \text{ МПа.}$$

Давление за стопорно-регулирующим клапаном низкого давления:

$$(P_0^{\text{ВД}})' = 0,95P_0^{\text{ВД}} = 0,95 \cdot 1 = 0,95 \text{ МПа.}$$

Энтальпия и удельный объем пара за СРК ВД:

$$s_1 = f\left((P_0^{\text{ВД}})'; h_0^{\text{ВД}}\right) = f\left(0,95 \text{ МПа; } 3456,24 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}\right) = 6,7699 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}};$$

$$v_1 = f\left((P_0^{\text{ВД}})'; h_0^{\text{ВД}}\right) = f\left(0,95 \text{ МПа; } 3456,24 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}\right) = 0,04055 \frac{\text{м}^3}{\text{кг}}.$$

Теоретические энтальпия пара и удельный объем в ЦВД до смешения:

$$h_{2t} = f\left((P_0^{\text{ВД}})'; s_1\right) = f\left(0,95 \text{ МПа; } 6,7699 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}\right) = 2853,12 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};$$

$$v_2 = f\left((P_0^{\text{ВД}})'; s_1\right) = f\left(0,95 \text{ МПа; } 6,7699 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}\right) = 0,22291 \frac{\text{м}^3}{\text{кг}}.$$

Располагаемый теплоперепад группы ступеней в ЦВД до смешения:

$$H_0^{\text{ВД}} = h_0^{\text{ВД}} - h_{2t} = 3456,24 - 2853,12 = 603,12 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Внутренний относительный КПД проточной части ЦВД до смешения пара:

$$\eta_{oi}^{\text{ВД}} = \left(0,92 - \frac{0,2}{D_0^{\text{ВД}} v_{\text{ср}}}\right) \left(1 + \frac{H_0^{\text{ВД}} - 700}{20000}\right),$$

где $v_{\text{ср}} = 0,5(v_1 + v_2) = 0,5 \cdot (0,04055 + 0,22291) = 0,13173 \text{ м}^3/\text{кг}$ – средний удельный объем пара в процессе расширения в ЦВД до смешения (на рисунке 13 – процесс 1–2);

$$\eta_{oi}^{\text{ВД}} = \left(0,92 - \frac{0,2}{99,63 \cdot 0,13173}\right) \left(1 + \frac{603,12 - 700}{20000}\right) = 0,9004.$$

Действительный теплоперепад группы ступеней в ЦВД до смешения:

$$H_i^{\text{ВД}} = H_0^{\text{ВД}} \eta_{oi}^{\text{ВД}} = 603,12 \cdot 0,9004 = 543,03 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Действительная энтальпия пара в ЦВД до смешения:

$$h_2 = h_0^{\text{ВД}} - H_i^{\text{ВД}} = 3456,24 - 543,03 = 2913,21 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Энтальпия, энтропия и влажность пара после смешения:

$$h_5 = \frac{D_0^{\text{ВД}} h_2 + (D_0^{\text{НД}} - D_{\text{д}}) h_0^{\text{НД}}}{D_0^{\text{ВД}} + D_0^{\text{НД}} - D_{\text{д}}} =$$

$$= \frac{99,63 \cdot 2913,21 + (22,1 - 2,1) \cdot 2881,77}{99,63 + 22,1 - 2,1} = 2907,95 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};$$

$$s_5 = f\left((P_0^{\text{НД}})'; h_5\right) = f\left(0,95 \text{ МПа}; 2907,95 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}\right) = 6,8809 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}};$$

$$y_5 = 0.$$

Давление, при котором достигается максимально допустимая влажность пара (8%) [25]:

$$P_c = f(s_5; y_6) = f\left(6,8809 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}; 0,08\right) = 0,0977 \text{ МПа}.$$

Теоретические энтальпия и удельный объём пара на выходе из ЦВД:

$$h_{6t} = f(P_c; s_5) = f\left(0,0977 \text{ МПа}; 6,8809 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}\right) = 2493,17 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};$$

$$v_6 = f(P_c; s_5) = f\left(0,0977 \text{ МПа}; 6,8809 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}\right) = 1,59286 \frac{\text{м}^3}{\text{кг}}.$$

Располагаемый теплоперепад группы ступеней в ЦВД после смешения:

$$H_0^{\text{НД1}} = h_5 - h_{6t} = 2907,95 - 2493,17 = 414,78 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Давление и энтальпия на линии насыщения:

$$P_s = f_s(s_5) = f\left(6,8809 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}\right) = 0,4178 \text{ МПа};$$

$$h_s = f_s(P_s) = f(0,4178 \text{ МПа}) = 2740,03 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Располагаемый теплоперепад группы ступеней в ЦВД после смешения в области влажного пара:

$$H_0^{\text{ВЛ}} = h_s - h_{6t} = 2740,03 - 2493,17 = 246,86 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Поправочный коэффициент влажности пара:

$$K_{\text{ВЛ}} = 1 - 0,4(1 - \beta_{\text{ВЛ}})(y_5 + y_6) \frac{H_0^{\text{ВЛ}}}{H_0^{\text{НД1}}},$$

где $\beta_{\text{вл}}$ – коэффициент учета влияния средней влажности на внутренний КПД в зависимости от конструкции проточной части ($\beta_{\text{вл}} = 0,1 - 0,2$);

$$K_{\text{вл}} = 1 - 0,4 \cdot (1 - 0,2) \cdot (0 + 0,08) \cdot \frac{246,86}{414,78} = 0,9848.$$

Объемный расход пара на выходе из ЦВД:

$$Q = (D_0^{\text{ВД}} + D_0^{\text{НД}} - D_{\text{д}})v_6 = (99,63 + 22,1 - 2,1) \cdot 1,59286 = 191 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}.$$

Определим потерю энергии с выходной скоростью пара по рисунку 14 (лопатка 1):

$$\Delta H_{\text{вс}} = 19 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

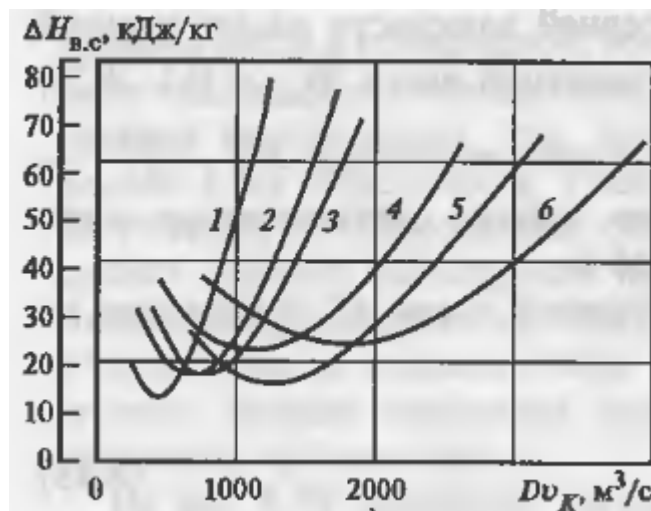


Рисунок 14 – Потери с выходной скоростью пара $\Delta H_{\text{вс}}$, в зависимости от объемного расхода

Внутренний относительный КПД проточной части ЦВД после смешения:

$$\begin{aligned} \eta_{oi}^{\text{НД1}} &= 0,87 \left(1 + \frac{H_0^{\text{НД1}} - 400}{10000} \right) K_{\text{вл}} - \frac{\Delta H_{\text{вс}}}{H_0^{\text{НД1}}} = \\ &= 0,87 \cdot \left(1 + \frac{414,78 - 400}{10000} \right) \cdot 0,9848 - \frac{19}{414,78} = 0,9108. \end{aligned}$$

Действительный теплоперепад группы ступеней ЦВД после смешения:

$$H_i^{\text{НД1}} = H_0^{\text{НД1}} \eta_{oi}^{\text{НД1}} = 414,78 \cdot 0,9108 = 377,79 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Энтальпия пара за группой ступеней ЦВД после смешения:

$$h_6 = h_5 - H_i^{\text{НД1}} = 2907,95 - 377,79 = 2530,16 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Давление за сепаратором:

$$P'_c = 0,99P_c = 0,99 \cdot 0,0977 = 0,0967 \text{ МПа}.$$

Принимаем степень сухости за сепаратором равной 0,99.

Энтальпия и энтропия пара за сепаратором:

$$h_7 = f(P'_c; x_c) = f(0,0967 \text{ МПа}; 0,99) = 2650,88 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};$$

$$s_7 = f(P'_c; x_c) = f(0,0967 \text{ МПа}; 0,99) = 7,3092 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}.$$

Энтальпия насыщенной воды при давлении в сепараторе:

$$h'_6 = f_s(P_c) = f_s(0,0977 \text{ МПа}) = 414,7 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Расход сепарата:

$$\begin{aligned} D_c &= \frac{h_7 - h_6}{h_6 - h'_6} (D_0^{\text{ВД}} + D_0^{\text{НД}} - D_d) = \\ &= \frac{2650,88 - 2530,16}{2530,16 - 414,7} (99,63 + 22,1 - 2,1) = 6,83 \frac{\text{кг}}{\text{с}}. \end{aligned}$$

Расход пара в конденсатор:

$$D_k = D_0^{\text{ВД}} + D_0^{\text{НД}} - D_d - D_c = 99,63 + 22,1 - 2,1 - 6,83 = 112,8 \frac{\text{кг}}{\text{с}}.$$

Давление на выходе из ЦНД с учётом потерь в выхлопном патрубке:

$$P'_k = 1,05P_k = 1,05 \cdot 0,005 = 0,00525 \text{ МПа}.$$

Теоретические энтальпия и удельный объём на выходе из ЦНД:

$$h_{kt} = f(P'_k; s_7) = f\left(0,00525 \text{ МПа}; 7,3092 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}\right) = 2234,77 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

$$v_{kt} = f(P'_k; s_7) = f\left(0,00525 \text{ МПа}; 7,3092 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}\right) = 23,28 \frac{\text{м}^3}{\text{кг}}.$$

$$y_{kt} = f(P'_k; s_7) = f\left(0,00525 \text{ МПа}; 7,3092 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}\right) = 0,135.$$

Располагаемый теплоперепад группы ступеней в ЦНД:

$$H_0^{\text{НД2}} = h_7 - h_{\text{кт}} = 2650,88 - 2234,77 = 416,11 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Поправочный коэффициент влажности пара:

$$K_{\text{вл}} = 1 - 0,4(1 - \beta_{\text{вл}})(y_{\text{с}} + y_{\text{кт}}) \frac{H_0^{\text{вл}}}{H_0^{\text{НД2}}},$$

где в данном расчёте $H_0^{\text{вл}} = H_0^{\text{НД2}}$, поэтому их отношение равно единице;

$$K_{\text{вл}} = 1 - 0,4 \cdot (1 - 0,2)(0,01 + 0,135) \cdot 1 = 0,9535.$$

Объемный расход пара на выходе из ЦНД:

$$Q = D_{\text{к}} v_{\text{кт}} = 112,8 \cdot 23,28 = 2625,63 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}.$$

Определим потерю энергии с выходной скоростью пара по рисунку 9 (лопатка 5):

$$\Delta H_{\text{вс}} = 43 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Внутренний относительный КПД проточной части ЦНД:

$$\begin{aligned} \eta_{\text{oi}}^{\text{НД2}} &= 0,87 \left(1 + \frac{H_0^{\text{НД2}} - 400}{10000} \right) K_{\text{вл}} - \frac{\Delta H_{\text{вс}}}{H_0^{\text{НД2}}} = \\ &= 0,87 \cdot \left(1 + \frac{416,11 - 400}{10000} \right) \cdot 0,9535 - \frac{43}{416,11} = 0,7275. \end{aligned}$$

Действительный теплоперепад группы ступеней ЦНД:

$$H_i^{\text{НД2}} = H_0^{\text{НД2}} \eta_{\text{oi}}^{\text{НД2}} = 416,11 \cdot 0,7275 = 302,74 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Энтальпия пара на выходе турбины:

$$h_{\text{к}} = h_7 - H_i^{\text{НД2}} = 2650,88 - 302,74 = 2348,14 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Внутренняя мощность турбины:

$$\begin{aligned} N_i &= D_0^{\text{ВД}} H_i^{\text{ВД}} + (D_0^{\text{ВД}} + D_0^{\text{НД}} - D_{\text{д}}) H_i^{\text{НД1}} + D_{\text{к}} H_i^{\text{НД2}} = \\ &= 99,63 \cdot 543,03 + (99,63 + 22,1 - 2,1) \cdot 377,79 + 112,8 \cdot 302,74 = 133,4 \text{ МВт}. \end{aligned}$$

Электрическая мощность турбоагрегата:

$$N_{\text{э}}^{\text{ПТУ}} = N_i \eta_{\text{м}} \eta_{\text{г}} = 133,4 \cdot 0,99 \cdot 0,99 = 130,79 \text{ МВт}.$$

КПД паротурбинной установки по выработке электроэнергии:

$$\eta_{\text{э}}^{\text{ПТУ}} = \frac{N_{\text{э}}^{\text{ПТУ}}}{Q_{\text{КУ}}} = \frac{130,79}{385,5} = 0,3393.$$

Электрическая мощность ПГУ:

$$N_{\text{э}}^{\text{ПГУ}} = N_{\text{э}}^{\text{ГТУ}} + N_{\text{э}}^{\text{ПТУ}} = 280 + 130,79 = 410,79 \text{ МВт.}$$

КПД парогазовой установки по выработке электроэнергии:

$$\begin{aligned} \eta_{\text{э}}^{\text{ПГУ}} &= \eta_{\text{э,охл}}^{\text{ГТУ}} + (1 - \eta_{\text{э,охл}}^{\text{ГТУ}}) \eta_{\text{э}}^{\text{ПТУ}} \eta_{\text{КУ}} = 0,3709 + (1 - 0,3709) \cdot 0,3393 \cdot 0,8298 = \\ &= 0,548. \end{aligned}$$

Представим результаты расчётов тепловой схемы для остальных значений начального давления контура ВД в таблице 3.

Таблица 3 – Результаты расчёта

$P_0^{\text{ВД}}, \text{ МПа}$	7	8	9	10
$N_{\text{э}}^{\text{ПТУ}}, \text{ МВт}$	130,37	130,62	130,79	130,9
$\eta_{\text{э}}^{\text{ПТУ}}$	0,3388	0,3391	0,3393	0,3393

Проиллюстрируем полученные результаты: построим зависимость электрической мощности ПТУ от начального давления ВД (рис. 15).

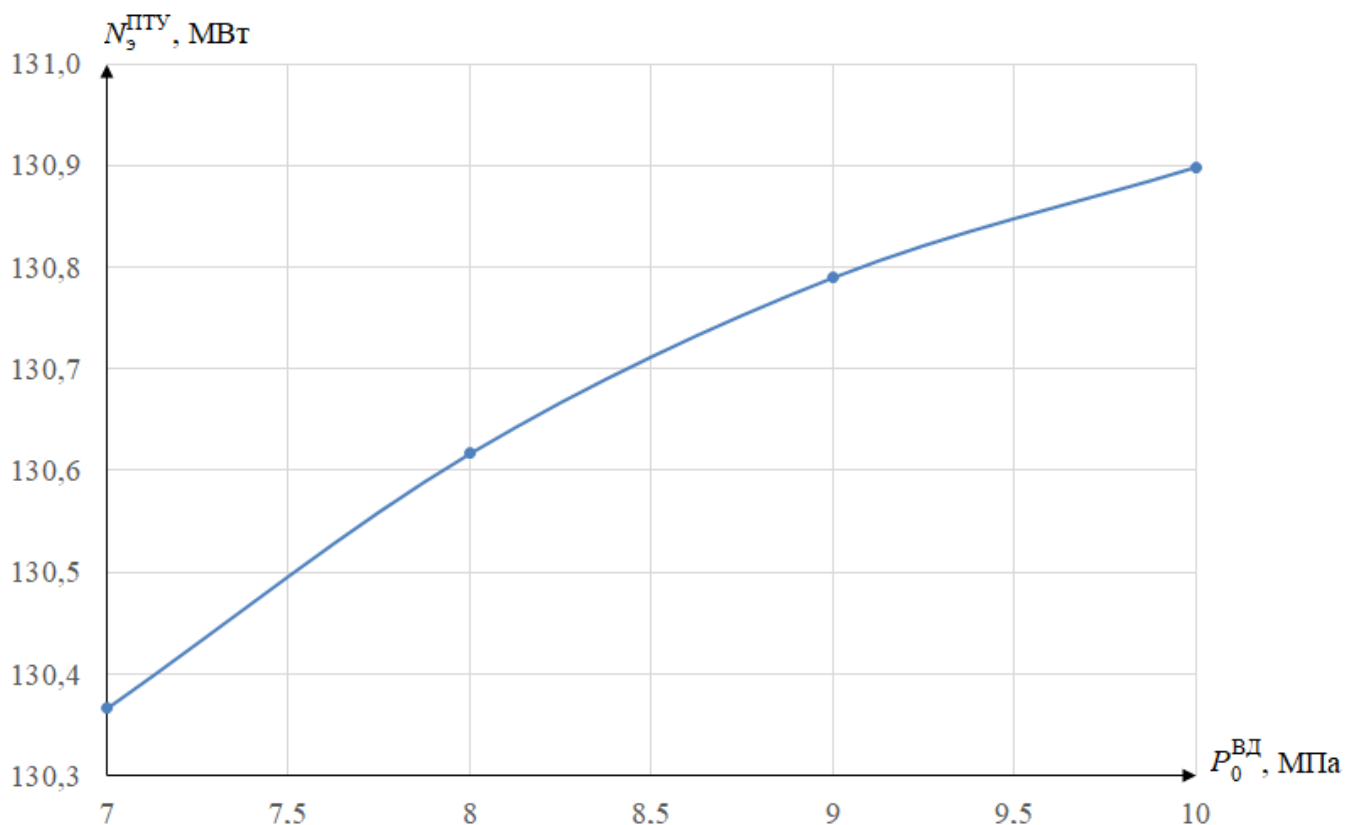


Рисунок 15 – Зависимость электрической мощности ПТУ от начального давления пара контура ВД

Проанализировав полученные результаты, можно сделать вывод, что с увеличением давления острого пара контура ВД электрическая мощность паротурбинной установки параболически возрастает.

2.4 Оценка влияния начального давления контура НД

Проведем расчёты тепловых схем КУ и ПТУ для исходных данных, представленных в таблице 4.

Таблица 4 – Исходные данные для оценки влияния начального давления контура НД

Параметр	Значение
Начальное давление пара контура ВД $P_0^{ВД}$, МПа	0,8
	0,9
	1
	1,1
Начальное давление пара контура ВД $P_0^{ВД}$, МПа	9

Давление в конденсаторе P_k , кПа	5
Температура газовой смеси после газовой турбины T_{yx} , °C	552,5
Энтальпия газовой смеси после газовой турбины h_{yx} , кДж/кг	598,06
Расход газов на выходе газовой турбины G'_T , кг/с	797,2

Опуская подробные вычисления, так как они аналогичны приведенным расчётам, представим результаты расчётов тепловой схемы в таблице 5.

Таблица 5 – Результаты расчёта

$P_0^{\text{НД}}$, МПа	0,8	0,9	1	1,1
$N_3^{\text{ПТУ}}$, МВт	130,99	130,9	130,79	130,66
$\eta_3^{\text{ПТУ}}$	0,3363	0,3379	0,3393	0,3406

Проиллюстрируем полученные результаты: построим зависимость электрической мощности ПТУ от начального давления НД (рис. 16).

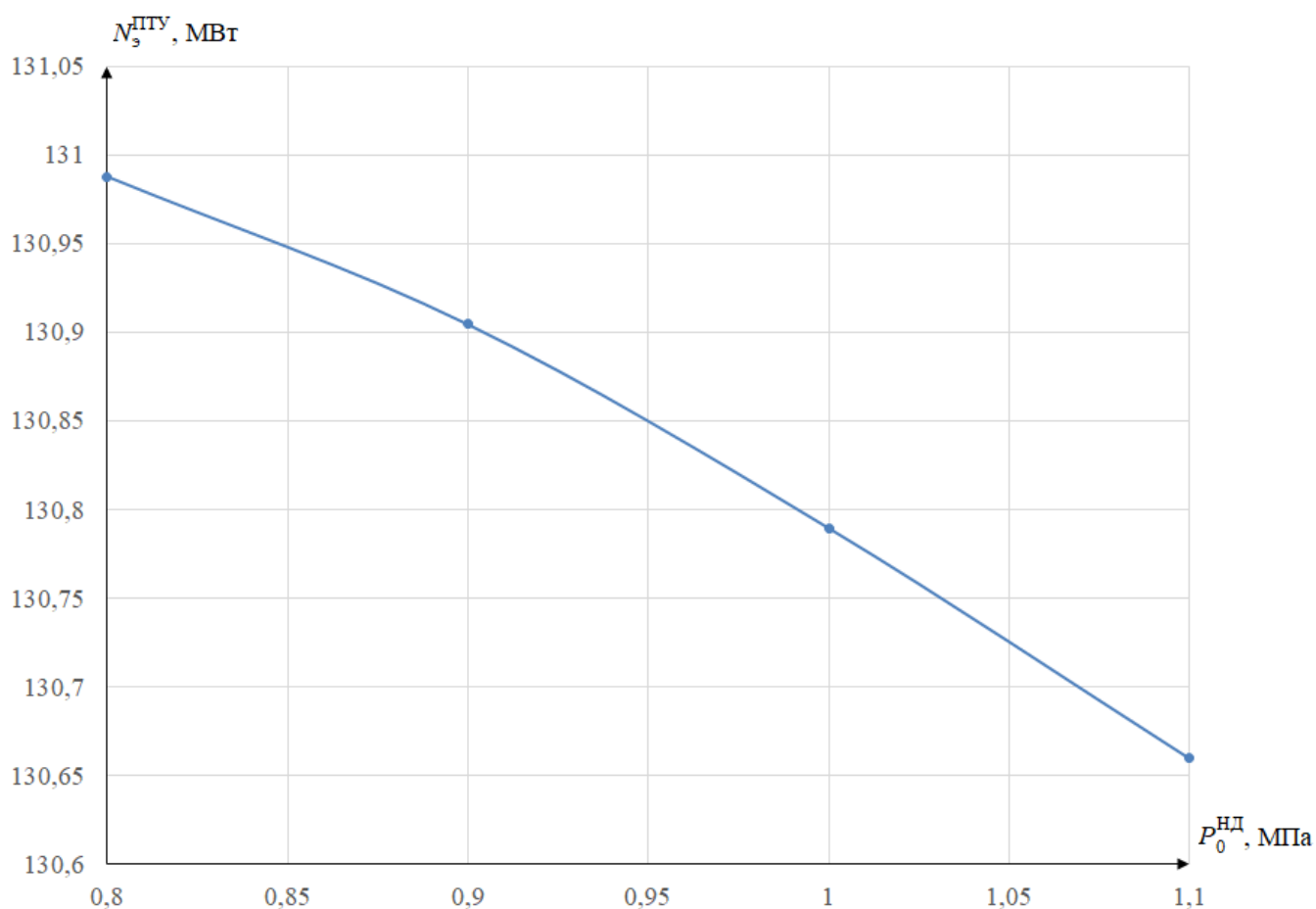


Рисунок 16 – Зависимость электрической мощности ПТУ от начального давления пара контура НД

Проанализировав полученные результаты, можно сделать вывод, что с увеличением давления острого пара контура НД электрическая мощность паротурбинной установки параболически снижается.

2.5 Оценка влияния конечного давления

Проведем расчёты тепловых схем КУ и ПТУ для исходных данных, представленных в таблице 6.

Опуская подробные вычисления, так как они аналогичны представленным расчётам, представим результаты расчётов тепловой схемы в таблице 7.

Таблица 6 – Исходные данные для оценки влияния начального давления контура НД

Параметр	Значение
Давление в конденсаторе P_k , кПа	4
	5
	6
	7
Начальное давление пара контура ВД $P_0^{\text{ВД}}$, МПа	9
Начальное давление пара контура НД $P_0^{\text{НД}}$, МПа	1
Температура газовой смеси после газовой турбины T_{yx} , °С	552,5
Энтальпия газовой смеси после газовой турбины h_{yx} , кДж/кг	598,06
Расход газов на выходе газовой турбины G'_T , кг/с	797,2

Таблица 7 – Результаты расчёта

P_k , кПа	4	5	6	7
$N_9^{\text{ПТУ}}$, МВт	133,3	130,79	128,7	126,9
$\eta_9^{\text{ПТУ}}$	0,344	0,3393	0,3353	0,3319

Проиллюстрируем полученные результаты: построим зависимость электрической мощности ПТУ от давления в конденсаторе (рис. 17).

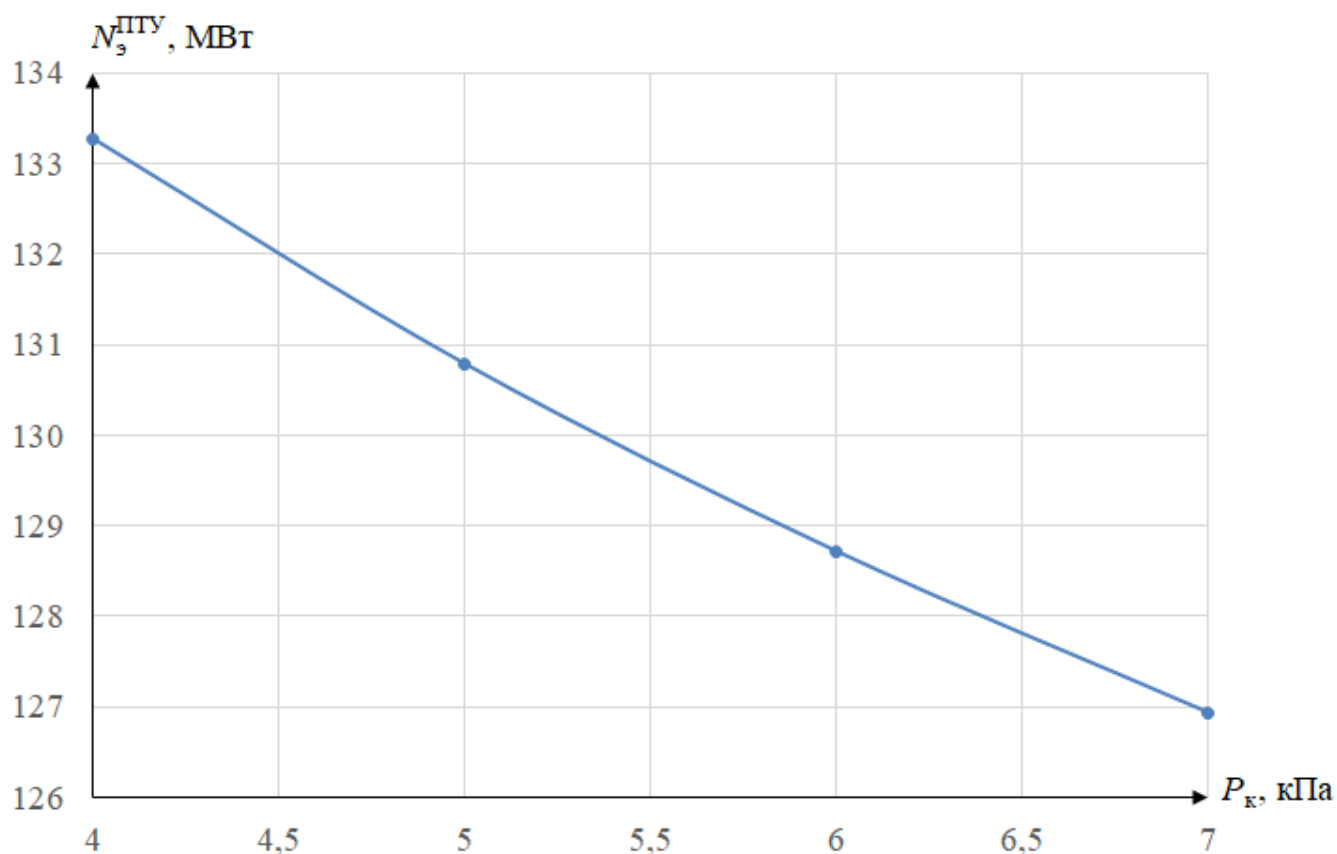


Рисунок 17 – Зависимость электрической мощности ПТУ от конечного давления пара

Проанализировав полученные результаты, можно сделать вывод, что с увеличением конечного давления электрическая мощность паротурбинной установки параболически снижается. Также можно отметить, что данный фактор наиболее сильно влияет как на мощность установки, так и на её КПД.

2.6 Оценка влияния температуры наружного воздуха

Во всех тепловых схемах основным элементом служат энергетические ГТУ, от режима работы которых зависят характеристики всей ПГУ. Остальные элементы (котлы-утилизаторы, паротурбинные и деаэрационно-питательные установки и др.) являются пассивными элементами. Их работа определяется количеством и параметрами выходных газов ГТУ, её мощностью и экономичностью в зависимости от нагрузки и характеристик окружающего воздуха. Поэтому проведём расчёты тепловых схем ГТУ, КУ и ПТУ для исходных данных, представленных в таблице 8.

Таблица 8 – Исходные данные для оценки влияния температуры наружного воздуха ГТУ

Параметр	Значение
Температура наружного воздуха T_a , °C	25
	5
	-5
	-15
	-25
Начальное давление пара контура ВД $P_0^{\text{ВД}}$, МПа	9
Начальное давление пара контура НД $P_0^{\text{НД}}$, МПа	1
Давление в конденсаторе P_k , кПа	5
Расчётная электрическая мощность ГТУ $N_3^{\text{ГТУ}}$, МВт	280
Степень сжатия в компрессоре ε	20,1
Температура газа на входе в газовую турбину T_c , °C	1320

Опуская подробные вычисления, так как они аналогичны представленным расчётам, представим результаты расчётов тепловой схемы в таблице 9.

Таблица 9 – Результаты расчёта

T_a , °C	25	15	5	-5	-15	25
$N_3^{\text{ПТУ}}$, МВт	110,9	115,4	120,4	125,3	130,8	136,7
$\eta_3^{\text{ПТУ}}$	0,337	0,3375	0,339	0,3387	0,3393	0,3398
$\eta_3^{\text{ГТУ}}$	0,3904	0,3858	0,381	0,3761	0,3709	0,3654

Проиллюстрируем полученные результаты: построим зависимость электрической мощности ПТУ от температуры наружного воздуха ГТУ.

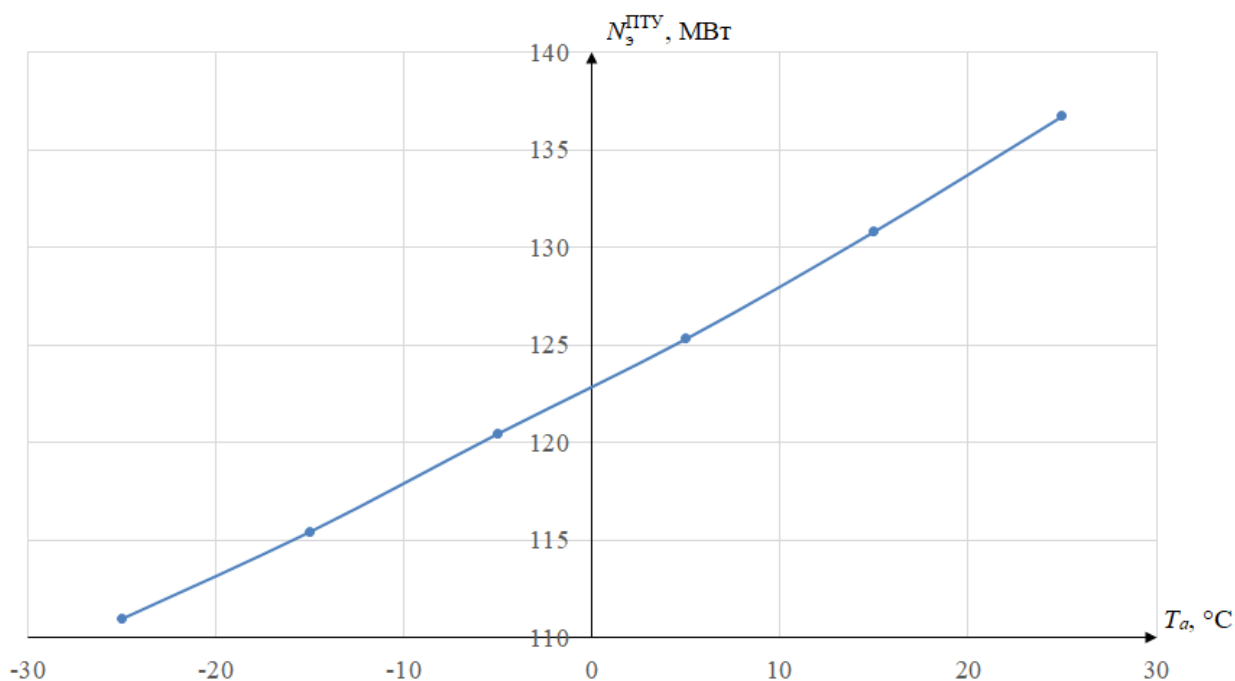


Рисунок 18 – Зависимость электрической мощности ПТУ от температуры наружного воздуха ГТУ

Проанализировав полученные результаты, можно сделать вывод, что с увеличением температуры наружного воздуха электрическая мощность паротурбинной установки параболически увеличивается.

2.7 Оценка влияния температуры газов на входе в газовую турбину

Поэтому проведём расчёты тепловых схем ГТУ, КУ и ПТУ для исходных данных, представленных в таблице 10.

Таблица 10 – Исходные данные для оценки влияния температуры газов на входе в газовую турбину

Параметр	Значение
Температура газа на входе в газовую турбину T_c , °C	1000
	1100
	1200
	1320
Начальное давление пара контура ВД $P_0^{\text{ВД}}$, МПа	9
Начальное давление пара контура НД $P_0^{\text{НД}}$, МПа	1

Давление в конденсаторе P_k , кПа	5
Расчётная электрическая мощность ГТУ $N_9^{ГТУ}$, МВт	280
Степень сжатия в компрессоре ε	20,1
Температура наружного воздуха T_a , °C	15

Опуская подробные вычисления, так как они аналогичны представленным расчётам, представим результаты расчётов тепловой схемы в таблице 11.

Таблица 11 – Результаты расчёта

T_c , °C	1000	1100	1200	1320
$N_9^{ПТУ}$, МВт	102,1	119,1	127,4	130,8
$\eta_9^{ПТУ}$	0,2807	0,3016	0,3199	0,3393
$\eta_9^{ГТУ}$	0,3410	0,3467	0,3572	0,3709

Проиллюстрируем полученные результаты: построим зависимость электрической мощности ПТУ от температуры газов на входе в газовую турбину ГТУ (рис. 19).

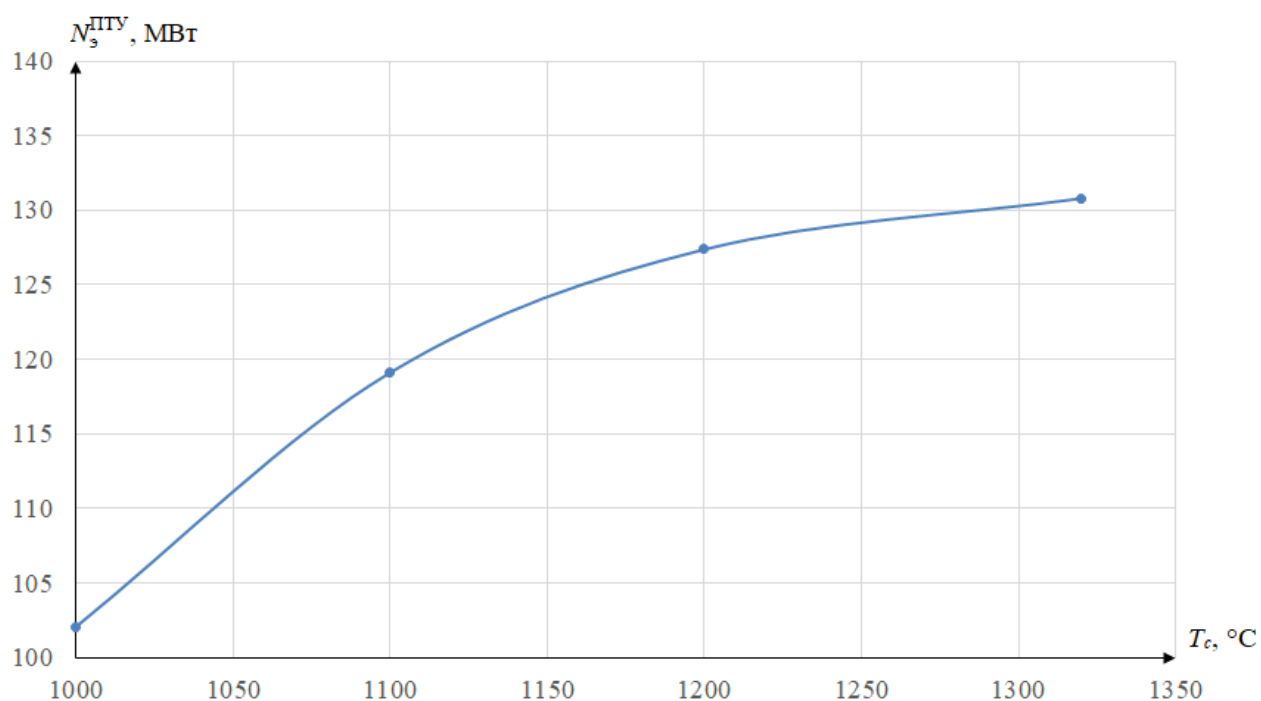


Рисунок 19 – Зависимость электрической мощности ПТУ от температуры газов на входе в газовую турбину ГТУ

Проанализировав полученные результаты, можно сделать вывод, что с увеличением температуры газов на входе в газовую турбину электрическая мощность паротурбинной установки логарифмически увеличивается.

3 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

3.1 Планирование этапов и работ по выполнению ВКР

В данном разделе необходимо составить перечень этапов и работ по выполнению ВКР, провести распределение исполнителей по видам работ. Планирование представляет собой составленный в определенном порядке перечень работ с развернутый содержанием каждого пункта (таблица 12).

Таблица 12 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Наименование работ	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя	Продолжительность, (дней)
Разработка ТЗ	1	Составление и утверждение ТЗ	Руководитель	1
Выбор направления исследований	2	Подбор и изучение материалов по теме	Бакалавр	7
	3	Выбор направления исследований	Руководитель, Бакалавр	3
	4	Календарное планирование работ	Руководитель, Бакалавр	4
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Изучение литературы	Бакалавр	10
	6	Расчёт и анализ показателей ГПУ	Бакалавр	37
Обобщение и оценка результатов	7	Оценка эффективности полученных результатов	Бакалавр	7
	8	Определение целесообразности проведения ВКР	Бакалавр	
Оформление комплекта документации	9	Составление пояснительной записки	Бакалавр	12

Таблица 13 – Календарный план-график

№	Вид работ	Исполнители	T_{ki} , дн.	Продолжительность выполнения работ											
				февр.		март			апрель			май			
				2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	
1	Составление задания	Руководитель	1												
2	Подбор и изучение материалов	Бакалавр	7												
3	Выбор направления исследование	Бакалавр, Руководитель	3												
4	Календарное планирование работ	Бакалавр, Руководитель	4												
5	Проведение теоретических исследований, изучение литературы	Бакалавр	10												
6	Проведение экспериментов и расчетов	Бакалавр	37												
7	Оценка эффективности результатов	Бакалавр	4												
8	Определение целесообразности полученных результатов	Бакалавр	3												
9	Составление пояснительной записки	Бакалавр	12												

3.2 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

3.2.1 Расчет материальных затрат на выполнение ВКР

В эту статью включаются затраты на приобретение всех видов материалов, комплектующих изделий и полуфабрикатов, необходимых для выполнения работ. Количество потребных материальных ценностей определяется по нормам расхода. Расчет стоимости материальных затрат производится по действующим прейскурантам или договорным ценам. В эту статью включаются затраты на оформление документации (канцелярские принадлежности, тиражирование материалов).

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$З_{\text{м}} = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m Ц_i \cdot N_{\text{расх}i},$$

Материальные затраты, необходимые для данной разработки, отражены в таблице 14.

Таблица 14 – Материальные затраты

Наименование, единица измерения	Количество			Цена за ед., с НДС руб.			Затраты на материалы, (З _м), руб.		
	И1	И2	И3	И1	И2	И3	И1	И2	И3
Бумага, лист	400	600	500	0,6	0,6	0,6	288	432	360
Чернила для принтера, мл	100	150	50	4	4	4	480	720	240
Тетрадь, шт.	2	1	3	20	20	20	48	24	72
Ручка, шт.	2	1	3	15	15	15	36	18	54
Карандаш, шт.	1	1	1	10	10	10	12	12	12
Итого:							864	1206	738

3.2.2 Затраты на оборудование

Формула амортизации оборудования для определения ежемесячной суммы (м) в бухгалтерском и налоговом учете одна и та же:

$$\Sigma \text{м} = \text{ПС} \cdot \text{n},$$

где ПС – первоначальная стоимость оборудования в бухгалтерском (налоговом) учете; n – ежемесячная норма амортизации, рассчитываемая как отношение 1 к СПИ, выраженному в месяцах.

Для компьютерной техники норма амортизации составляет 25 месяцев и рассчитывается следующим образом по формуле (74):

$$\sum_m = 37920 \cdot \frac{1}{25} = 1516,8 \text{ руб}$$

Все расчеты по приобретению спецоборудования, включая 15 % на затраты по доставке и монтажу, отображены в таблице 15.

Таблица 15 – Расчет затрат на оборудование для научных работ

Наименование оборудования	Кол-во	Стоимость, руб.	Амортизационные отчисления
Компьютер, в т.ч	1	37920	1516,8
Системный блок	1	26290	1051,6
Монитор	1	9690	387,6
Манипулятор-мышь	1	590	23,6
Клавиатура	1	690	27,6
Сетевой фильтр	1	230	9,2
Принтер	1	3990	159,6
ИТОГО		41480	1676,4

3.2.3 Основная заработная плата исполнителей темы

В настоящую статью включается основная заработная плата научных и инженерно-технических работников. Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы окладов и тарифных ставок. В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы в размере (20 – 30) % от тарифа или оклада.

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением НТИ, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

$$З_{зп} = З_{осн} + З_{доп},$$

где $Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата; $Z_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата (12-20 % от $Z_{\text{осн}}$).

Основная заработная плата ($Z_{\text{осн}}$) руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p,$$

где $Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата одного работника; T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.; $Z_{\text{дн}}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле: д

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d},$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.; M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

- при отпуске в 24 раб. дня $M = 11,2$ месяца, 5-дневная неделя;
- при отпуске в 48 раб. дней $M = 10,4$ месяца, 6-дневная неделя;

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн.

Баланс рабочего времени приведен в таблице 16, где Р – руководитель, И – исполнитель.

Таблица 16 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Р	И
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней (выходные и праздничные дни)	66	66
Потери рабочего времени (отпуск и невыходы по болезни)	48	48
Действительный годовой фонд рабочего времени	251	251

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_{\text{тс}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_d) \cdot k_p,$$

где $Z_{\text{тс}}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб.; $k_{\text{пр}}$ – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от $Z_{\text{тс}}$); $k_{\text{д}}$ – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2 – 0,5; $k_{\text{р}}$ – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Расчет основной заработной платы приведен в таблице 17.

Таблица 17 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	Оклад	$k_{\text{пр}}$	$k_{\text{д}}$	$k_{\text{р}}$	$Z_{\text{м}}$, руб	$Z_{\text{дн}}$, руб.	$T_{\text{р}}$, раб. дн.	$Z_{\text{осн}}$, руб.
Руководитель	33162,9	-	-	1,3	43111,7	1786,3	8	14266,4
Бакалавр	2700	-	-	1,3	3510	145,4	81	11777,4
Итого:	26043,8							

3.2.4 Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}}$$

где $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы.

Примем $k_{\text{доп}}$ равным 0,12 и получим:

$$Z_{\text{доп.Р}} = 0,12 \cdot 14266,4 = 1711,968 \text{ руб.};$$

$$Z_{\text{доп.Б}} = 0,12 \cdot 11777,4 = 1413,288 \text{ руб.}$$

3.2.5 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}),$$

где $k_{\text{внеб}} = 28\%$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

Расчет отчислений во внебюджетные фонды представлен в таблице 18.

Таблица 18 – Заработанная плата одного исполнителя НИР

	Заработная плата	Социальные отчисления
Руководитель	15977,968	4473,83104
Исполнитель	13190,688	3693,39264
ИТОГО	29168,656	8167,22368

3.2.6 Расчет затрат на научные и производственные командировки

Затраты на научные и производственные командировки исполнителей определяются в соответствии с планом выполнения темы и с учетом действующих норм командировочных расходов различного вида и транспортных тарифов.

3.2.7 Контрагентные расходы

Контрагентные расходы включают затраты, связанные с выполнением каких-либо работ по теме сторонними организациями (контрагентами, субподрядчиками), то есть:

1) Работы и услуги производственного характера, выполняемые сторонними предприятиями и организациями. К работам и услугам производственного характера относятся:

- выполнение отдельных операций по изготовлению продукции, обработке сырья и материалов;
- проведение испытаний для определения качества сырья и материалов;
- контроль за соблюдением установленных регламентов технологических и производственных процессов;
- поверка и аттестация измерительных приборов и оборудования, другие работы (услуги) в области метрологии и прочее.
- транспортные услуги сторонних организаций по перевозкам грузов внутри организации (перемещение сырья, материалов, инструментов, деталей, заготовок, других видов грузов с базисного (центрального) склада в цехи (отделения) и доставка готовой продукции на склады хранения, до станции (порта, пристани) отправления).

2) Работы, выполняемые другими учреждениями, предприятиями и организациями (в т.ч. находящимися на самостоятельном балансе опытными (экспериментальными) предприятиями по контрагентским (соисполнительским) договорам на создание научно-технической продукции, головным (генеральным) исполнителем которых является данная научная организация).

3.2.8 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$З_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 7) \cdot k_{\text{нр}},$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величину коэффициента накладных расходов можно взять в размере 16%.

3.2.9 Формирование бюджета затрат проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции.

Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект по каждому варианту исполнения приведено в таблице 19.

Таблица 19 – Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.		
	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1. Материальные затраты НТИ	864	1206	738
2. Затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	41480	41480	41480
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	26043,8	26043,8	26043,8
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	3125,256	3125,256	3125,256
5. Отчисления во внебюджетные фонды	8167,22368	8167,22368	8167,22368
6. Накладные расходы	19236,3	20294,2	18217,1
7. Бюджет затрат НТИ	98916,5797	100316,4797	97771,3797

3.3 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}i} = \frac{\Phi_{\text{pi}}}{\Phi_{\text{max}}},$$

где $I_{\text{финр}}^{\text{исп}i}$ – интегральный финансовый показатель разработки; Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения; Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в том числе аналоги).

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i,$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности для i -го варианта исполнения разработки; a_i – весовой коэффициент i -го варианта исполнения разработки; b_i^a, b_i^p – балльная оценка i -го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания; n – число параметров сравнения.

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки вычисляется на основании показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{испi} = \frac{I_{pi}}{I_{финрi}}$$

Сравнительная эффективность проекта (\mathcal{E}_{cp}):

$$\mathcal{E}_{cp} = \frac{I_{исп.1}}{I_{исп.2}},$$

Результаты расчета показателей сведены в таблицу 20.

Таблица 20 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	И1	И2	И3
1	Интегральный финансовый показатель	0,986	1	0,975
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности	4,05	4,45	3,9
3	Интегральный показатель эффективности	4,11	4,45	4
4	Сравнительная эффективность	0,92	1	0,89

Исходя из полученных данных сравнения финансовой и ресурсной эффективности различных вариантов исполнения, более эффективным является второй вариант исполнения.

3.4 Выводы по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

1) В разделе 3.1 составлен перечень этапов и работ по выполнению ВКР, проведено распределение исполнителей по видам работ. Планирование представлено в виде таблицы (таблица 12). Составлен календарный план-график выполнения ВКР, который представлен в таблице 13.

2) Далее, в разделе 3.2, были произведены расчеты по бюджету научно-технического исследования.

А) В подразделе 3.2.1 посчитаны материальные затраты на выполнение ВКР, которые отражены в таблице 14.

Б) В подразделе 3.2.2 произведен расчет затрат на оборудование для научных работ, который отражен в таблице 15.

В) Основная заработная плата исполнителей темы рассчитана в разделе 3.2.3 и результаты представлены в таблице 17, далее посчитана дополнительная заработная плата исполнителей.

Г) В таблице 18 отражены страховые отчисления (подраздел 3.2.5).

Д) В подразделе 3.2.9 произведено формирование бюджета затрат проекта и составлена таблица, отражающая все затраты (таблица 19).

3) В заключительном разделе (3.3) определены интегральный финансовый показатель, интегральный показатель ресурсоэффективности, интегральный показатель эффективности, сравнительная эффективность. Все перечисленные показатели отображены в таблице 20.

4 Социальная ответственность

4.1 Введение

Задачей ВКР является повышение маневренности ПГУ.

Основным видом топлива в теплоэнергетики России в настоящее время является природный газ.

Повышение эффективности использования природного газа на (ТЭС) может быть достигнуто за счет модернизации существующих электростанций и внедрения нового энергоэффективного оборудования. Ввод в эксплуатацию новых мощностей на ТЭС планируется в основном за счет строительства парогазовых установок (ПГУ), которые уже обеспечивают КПД до 58%.

Целью данной бакалаврской работы является анализ маневренности парогазовой установки на ТЭС с котлами утилизаторами (КУ).

Задачи дипломного проектирования:

1. Изучить теоретический материал по теме проекта.
2. Выбрать и рассчитать необходимое основное и вспомогательное оборудование.
3. Разработать мероприятия по производственной безопасности, экологической безопасности, охране труда на проектируемом производстве.
4. Выполнить расчет технико-экономических показателей.

В соответствии с международным стандартом [26] – Социальная ответственность – ответственность организации за воздействие ее решений и деятельности на общество и окружающую среду через прозрачное и этичное поведение, которое:

1. Содействует устойчивому развитию, включая здоровье и благосостояние общества.
2. Учитывает ожидания заинтересованных сторон.
3. Соответствует применяемому законодательству и согласуется с международными нормами поведения.
4. Интегрировано в деятельность всей организации и применяется во всех ее взаимоотношениях.

4.2 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

4.2.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

В федеральном законе РФ от 28.12.2013 № 426-ФЗ «О специальной оценке условий труда», указано, что с вредными условиями труда сталкиваются рабочие на предприятиях горной и угольной промышленности, на металлургическом и абразивном производстве, в нефтяной и химической промышленности [27].

Государство предусмотрело, что люди, работающие на вредных производствах, обеспечиваются льготами и компенсациями. Какие сферы деятельности и специальности связаны с вредными условиями труда, указывается в Постановлении Правительства [28].

Компенсация за вредные условия труда и ее размер устанавливаются на основании статей Трудового кодекса, коллективного договора или иных внутренних документов предприятия.

Законодательно предусмотрено, что люди, работающие в опасных условиях, могут получать такие гарантии и компенсации:

1. уменьшение количества рабочих часов (36 часов в неделю и меньше);
2. оплачиваемый отпуск, являющийся дополнительным и предоставляемым каждый год (не меньше 7 календарных дней);
3. происходит рост оплаты труда (не меньше 4% от оклада);
4. льготы для пенсионного обеспечения;
5. бесплатное лечение и оздоровление;
6. выдача расходных материалов – спецодежды, обеззараживающих средств [28].

Работодатель имеет право самостоятельно определять вид и размер компенсации за вредные условия труда, основываясь на Трудовом кодексе. Также он может инициировать повышение суммы. Все компенсации выплачиваются из страховых взносов работодателей по тарифам,

установленными страховыми организациями. В ряде регионов установлен специальный тариф за неблагоприятные природные условия [27].

Компенсация дополнительного отпуска за вредные условия труда для работника предусмотрена только за те дни, которые дает работодатель сверх минимального значения (более 7).

К работе с ПГУ допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие вводный инструктаж, обучение безопасным приемам и методам работы, инструктаж на рабочем месте по правилам внутреннего распорядка, технике безопасности при эксплуатации технологического оборудования по профессиям и выполнении отдельных видов работ, правилам пожарной безопасности и успешно сдавшие экзамены на допуск к самостоятельной работе. Весь персонал должен уметь оказывать первую помощь пострадавшим.

Персонал должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты (СИЗ) в соответствии с типовыми отраслевыми нормами и характером выполняемой работы.

4.2.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Рабочее место, его оборудование и оснащение, применяемые в соответствии с характером работы, должны обеспечивать безопасность, охрану здоровья и работоспособность персонала.

Конструкцией производственного оборудования и рабочего места обеспечивается оптимальное положение персонала, оно достигается регулированием: высоты рабочей поверхности, сиденья и пространства для ног. Конструкция регулируемого кресла оператора соответствует требованиям ГОСТ 21889-76 [29].

Сидячие рабочие места оборудованы согласно ГОСТ 12.2.032-78 [30]. Конструкцией рабочего места обеспечено выполнение трудовых операций в пределах зоны досягаемости моторного поля. Выполнение трудовых операций «часто» и «очень часто» обеспечено в пределах зоны легкой досягаемости и

оптимальной зоны моторного поля. При проектировании оборудования и организации рабочего места учтены антропометрические показатели мужчин (работают только мужчины).

На рабочем месте очень часто используемые средства отображения информации (монитор), требующие точного и быстрого считывания показаний, следует располагать в вертикальной плоскости под углом $\pm 15^\circ$ от нормальной линии взгляда и в горизонтальной плоскости под углом $\pm 15^\circ$ от сагиттальной плоскости (проходит точно посередине тела, разделяя его на две симметричные половины). Часто используемые средства отображения информации (шкаф КИП), требующие менее точного и быстрого считывания показаний, расположены в вертикальной плоскости под углом $\pm 30^\circ$ от нормальной линии взгляда и в горизонтальной плоскости под углом $\pm 30^\circ$ от сагиттальной плоскости. Редко используемые средства отображения информации (пульты управления, шкафы управления) расположены в вертикальной плоскости под углом $\pm 60^\circ$ от нормальной линии взгляда и в горизонтальной плоскости под углом $\pm 60^\circ$ от сагиттальной плоскости.

Взаимное расположение и компоновка рабочих мест обеспечивает безопасный доступ на рабочее место и возможность быстрой эвакуации при аварийной ситуации. Организация и состояние рабочих мест обеспечивает безопасное передвижение работающих.

4.3 Производственная безопасность

Рассмотрим основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при эксплуатации газотурбинной установки в таблице 21.

Эти факторы могут влиять на состояние здоровья, привести к травмоопасной или аварийной ситуации, поэтому следует установить эффективный контроль за соблюдением норм требований, предъявленных к параметрам.

Таблица 21 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разра ботка	Изготов ление	Эксплу атация	
1. Превышение уровня шума.			+	ГОСТ 12.1.003-2014 [31], СН 2.2.4/2.1.8.562–96 [32], СП 51.13330.2011 [33];
2. Недостаточная освещенность рабочей зоны.			+	СП 52.13330.2016 [34];
3. Подвижные части оборудования.			+	ГОСТ 12.3.002-2014 [35];
4. Повышение уровня вибрации.			+	СН 2.2.4/2.1.8.566-96 [36]; ГОСТ 12.1.012-2004 [37];
5. Повышенная температура поверхностей оборудования.			+	ГОСТ Р 54404-2011 [38];
6. Отклонение показателей микроклимата.			+	СанПиН 2.2.4.548–96 [39];
7. Электрический ток, повышенное значение напряжения.			+	ГОСТ 12.1.030-81 [40], ГОСТ 12.1.038-82 [41], ГОСТ 12.1.019-2017 [42]; ГОСТ Р 12.1.019-2009 [43].

4.4 Анализ вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования

4.4.1 Повышенный уровень шума.

Шум – беспорядочное сочетание звуков различной частоты и интенсивности, возникающих при механических колебаниях в упругой среде. Длительное воздействие шума снижает остроту слуха и зрения, повышает кровяное давление, утомляет центральную нервную систему, в результате чего

ослабляется внимание, увеличивается количество ошибок в действиях рабочего, снижается производительность труда.

Согласно СанПиН 2.2.4/2.1.8.562-96, допустимый уровень шума в производственных помещениях не должен превышать 80 дБ.

4.4.2 Недостаточная освещенность рабочей зоны

Для освещения зданий используются искусственные и естественные источники света.

Естественное освещение на ГЩУ создается природными источниками света через оконные проемы, обеспечивающие достаточную освещенность в помещении в светлое время суток.

Искусственное освещение осуществляется в помещениях лампами накаливания и люминесцентными лампами.

На ГЩУ освещенность составляет 300 лк, что соответствует норме IV разряда зрительных работ (средней точности), КЕО = 1,5 %.

Естественное освещение (боковое) – является основным при работе в светлое время суток и обеспечивает КЕО = 1,5 %.

4.4.3 Повышенный уровень вибрации

Вибрация – колебательные движения упругих тел, конструкций, сооружений около положения равновесия. Общая вибрация вызывает нарушения сердечной деятельности, расстройство нервной системы, спазмы сосудов и изменения в суставах, приводящие к ограничению подвижности. Локальная вибрация вызывает спазмы периферических сосудов, различные нервно-мышечные и кожно-суставные нарушения, вибрационную болезнь.

Для ГЩУ в соответствии с СН 2.2.4/2.1.8.566-96 вибрация соответствует 3 категории типа «в» - технологическая вибрация, воздействующая на оператора на рабочих местах стационарных машин или передающиеся на рабочие места, не имеющие источников вибрации. На ГЩУ вибрация не превышает предельно допустимые величины нормируемых параметров вибрации рабочих мест при длительности вибрационного воздействия 8 ч, которые в пересчете на эквивалентные значения составляют:

- по виброускорению – 0,145 м/сек² (100 дБ);
- по виброскорости – 0,12 м/с (75 дБ).

4.4.4 Повышение температуры поверхностей:

При эксплуатации ГТУ перед газовой турбиной начальная температура газа может достигать очень высоких температур. При этом может происходить сильный нагрев рабочих частей и трубопроводов. Следовательно, происходит выделение больших объёмов тепла в окружающую среду. Ввиду этого существует необходимость предусматривать защиту рабочих от тепловых выделений.

4.4.5 Отклонение параметров микроклимата

На здоровье человека существенное влияние оказывают микроклиматические условия производственной среды, которые складываются из температуры окружающего воздуха, его влажности, скорости движения и излучений от нагретых предметов.

Параметры микроклимата в рабочей зоне главного щита управления (ГЩУ) необходимо поддерживать по СанПиН 2.2.4.548-96 в соответствии с категорией работ.

Таблица 22 – Оптимальные параметры микроклимата на рабочих местах

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С	Температура поверхности, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	Категория Па (630-840)	19-21	18-20	60-40	0,2
Теплый	Категория Па (630-840)	21-23	20-23	60-40	0,3

4.4.6 Электробезопасность

ГЩУ по степени опасности поражения персонала электрическим током относится по ГОСТ Р 12.1.019-2009 к помещениям с повышенной опасностью:

- повышенная влажность (более 75 %) или высокая температура (выше 35 °С);

- возможность одновременного соприкосновения человека с имеющими соединение с землей металлоконструкциями здания, механизмами с одной стороны и металлическим корпусом оборудования с другой стороны;

- токопроводящие полы.

Для питания производственного оборудования ГЩУ применяется напряжение 220 В. Потребителями электроэнергии на ГЩУ являются:

- компьютер;

- пульт управления;

- шкафы управления.

4.5 Обоснование мероприятий по защите персонала предприятия от действия опасных и вредных факторов

4.5.1 Повышенный уровень шума

К коллективным средствам и методам защиты от шума относятся:

- совершенствование технологии ремонта и своевременное обслуживание оборудования;

- использование средств звукоизоляции (звукоизолирующие кожухи);

- использование средств звукопоглощения.

Средства индивидуальной защиты: ушные вкладыши; противοшумный шлем; наушники.

4.5.2 Подвижные части производственного оборудования

Движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикасания к ним работающего.

Также необходимо соблюдать технику безопасности при работе оборудования, машин и механизмов, а их эксплуатацию должны выполнять только лица, имеющие на это право.

4.5.3 Повышенный уровень вибрации

Для обеспечения вибробезопасных условий труда при сборке и монтаже агрегата выполняется [37]:

- центровка роторов;
- балансировка роторов.

4.5.4 Повышение температуры поверхностей:

Согласно ГОСТ Р 54404-2011 горячие поверхности ГТУ в местах возможного контакта обслуживающего персонала должны быть закрыты теплоизолирующими кожухами (изоляция) и обозначены знаками безопасности.

К средствам индивидуальной защиты относятся краги (рукавицы) брезентовые с двойным наладонником и вачеги (рукавицы) из шинельного сукна с огнеупорной пропиткой.

4.5.5 Отклонение параметров микроклимата

В помещении должны быть предусмотрены система отопления, функционирующая в зимнее время, которая обеспечивает достаточное, постоянное и равномерное нагревание воздуха и система вентилирования и кондиционирования в летнее время.

4.5.6 Электробезопасность

Для защиты обслуживающего персонала от поражения электрическим током, от действия электрической дуги и т. п. все электроустановки должны быть снабжены средствами защиты, а также средствами оказания первой помощи в соответствии с Правилами применения и испытания средств защиты, используемых в электроустановках.

К электрозащитным средствам проектируемой системы относятся: заземление всех токоведущих частей оборудования, устройство защитного отключения, оградительные устройства, плакаты и знаки безопасности, указатели напряжения.

4.6 Экологическая безопасность

4.6.1 Анализ влияния объекта исследования на гидросферу

Эксплуатация тепловых электрических станций связана с использованием большого количества воды. Основная часть воды (больше 90%) расходуется в системах охлаждения различных аппаратов: конденсаторов турбин, масло- и воздухоохладителей, движущихся механизмов.

К сточным водам относится любой поток воды, выводимый из цикла электростанции. На любой ТЭС образуются сточные воды, содержащие мазут, который попадает в них из главного корпуса, гаражей, открытых распределительных устройств, маслохозяйств.

Снижение отрицательного влияния ТЭС на водоемы осуществляется следующими основными путями: очисткой сточных вод перед их сбросом в водоемы, организацией необходимого контроля; уменьшением количества сточных вод вплоть до создания бессточных электростанций; использованием сточных вод в цикле ТЭС; усовершенствованием технологии самой ТЭС.

4.6.2 Анализ влияния объекта исследования на атмосферу

Процесс горения топлива в КС энергетических ГТУ сложнее, чем в топочных камерах обычных энергетических установок.

При относительно невысоких температурах химическая реакция горения протекает достаточно медленно, а потребление кислорода во много раз меньше возможности его доставки к фронту пламени, который отделяет топливовоздушную смесь от продуктов сгорания.

Наиболее опасными выбросами ТЭС являются оксиды азота. Содержание оксидов азота определяет токсичность продуктов сгорания природного газа на 90-95%. Кроме того, оксиды азота под воздействием ультрафиолетового излучения активно участвуют в фотохимических реакциях в атмосфере с образованием других вредных газов.

Источником образования оксидов азота служит азот воздуха и топлива. В атмосферном воздухе содержится 78,1% азота по объему.

Азот является составной частью рабочей массы топлива. Содержание азота в топливе невелико: до 1 – 1,5% в топочном мазуте и природном газе и лишь в отдельных месторождениях природный газ содержит до 4% молекулярного азота.

4.6.3 Анализ влияния объекта исследования на литосферу

Воздействием на почву и почвенные ресурсы является засорение производственными отходами.

Приказом по предприятию назначается лицо, ответственное за сбор, временное хранение и организацию своевременного вывоза отходов образующихся в результате проведения работ.

На участке должен проводиться постоянный контроль за состоянием рабочих емкостей и контейнеров с отходами. Места временного хранения и накопления отходов должны соответствовать требованиям техники безопасности и санитарно-гигиеническим нормам.

Места сбора и накопления отходов должны быть оборудованы углекислотными огнетушителями, ящиками с песком, лопатой, войлоком.

4.7 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

4.7.1 Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований

На объекте возможны следующие чрезвычайные ситуации:

1. Скачок напряжения, короткое замыкание;
2. Взрыв природного газа, используемого в качестве топлива;
3. Разрушение укрытия, повреждения оборудования или агрегата;
4. Пожар.

Наиболее вероятной ЧС является пожар:

1. Пожары (взрывы) на коммуникациях и технологическом оборудовании промышленных объектов;
2. Пожары (взрывы) на объектах добычи, переработки, хранения легковоспламеняющихся, горючих и взрывчатых веществ;
3. Пожары (взрывы) на транспорте;

4. Пожары (взрывы) в зданиях, сооружениях жилого, социального и культурного назначения;

Работа по обеспечению пожарной безопасности ведется в соответствии с утвержденным планом мероприятий.

Способы тушения пожаров:

1. Способы охлаждения (сплошными струями воды, распыленными струями воды, перемешиванием горячих веществ);

2. Способы изоляции (слоем пены, слоем продуктов взрыва ВВ, созданием разрывов в горячем веществе, слоем огнетушащего порошка, огнезащитными полосами);

3. Способы химического торможения (огнетушащим порошком, галоидоуглеводородами).

Технологический процесс производства электрической относятся к производству повышенной опасности. Электроэнергия отпускается с шин генератора. Оборудование турбинного отделения работает в различных условиях, так турбина, а также трубопроводы перегретого пара, пара промперегрева, питательной воды, подогреватели, бойлера установленные в турбинном отделении работают под высоким давлением и температурой, испытывая механические нагрузки. Генератор, разнообразные насосы работают под высоким электрическим напряжением, в условиях повышенной вибрации и т. п.

В зависимости от вероятных причин возникновения пожара предусматривается иметь на территории цеха:

1. Внутренний противопожарный водопровод;
2. Пенные огнетушители;
3. Порошковые огнетушители;
4. Углекислотные огнетушители;
5. Ящики с песком.

4.8 Выводы по разделу

В данном разделе были рассмотрены правовые нормы трудового законодательства применительно к условиям исследования, приведены основные требования к правильному расположению и компоновке рабочей зоны в производственных условиях для создания комфортной рабочей среды.

Помимо этого, были проанализированы вредные и опасные факторы, которые могут возникать при эксплуатации исследуемого объекта, а после чего выработаны решения, которые могут обеспечить снижение влияния этих факторов на работающих.

Также были выявлены предполагаемые источники загрязнения окружающей среды, возникающие в результате эксплуатации, предлагаемого в ВКР решения.

Приведены возможные ЧС, а также проведен краткий анализ наиболее вероятной чрезвычайной ситуации.

Список используемой литературы

1. Парогазовые установки электростанций [электронный ресурс] / Портал студенческих и научных материалов «Ozlib.com». URL: http://ozlib.com/857658/tehnika/desyataya_parogazovye_ustanovki_elektrostantsiy
2. Цибульский С.А. Совершенствование тепловой схемы утилизационной парогазовой установки с целью повышения эффективности генерации электрической энергии // Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. Томск. – 2018.
3. Энергетическая Стратегия России на период до 2030 года: утверждена распоряжением Правительства РФ от 13 ноября 2009 г. // Прил. к обществ.-дел. журн. «Энергетическая политика». – М.: ГУ ИЭС, 2010. – 185 с.
4. Состояние и перспективы развития парогазовых установок в энергетике России / Фаворский О.Н., Длугосельский В.И., Петреня Ю.К., Гольдштейн А.Д., Комисарчик Т.Н. // Теплоэнергетика. 2003. № 2. С. 9-15.
5. Перспективы повышения экономичности парогазовых установок (ПГУ) / Яхшыгулова Р.Р., Файзуллина Л.Р., Низамова А.Ш. // Наука и образование: новое время. 2018. № 6.
6. Повышение эффективности работы энергоблока ПГУ-450 / А.Н. Карев // Академическая публицистика. 2018. С. 48-50.
7. Н.Д. Батеев, И.А. Ростунцова. Повышение энергоэффективности ПГУ КЭС. В кн.: Электроэнергетика глазами молодежи – 2017: Материалы VIII Международной научно-технической конференции. Том 1. 02-06 октября 2017 г. – Самара: Изд-во Самарского государственного технического университета, 2017. С. 91-92.
8. Повышение экономичности ПГУ-450 Северо-Западной ТЭЦ г. Санкт-Петербурга путем промежуточного перегрева пара в воздухоохладителе турбокомпрессора ГТУ / Хусаинов К.Р., Кудинов А.А. // Надежность и безопасность энергетики. 2015. № 2 (29). С. 58-64.

9. Повышение эффективности бинарных ПГУ при использовании парового охлаждения лопаток газовой турбины / Богомолова Т.В., Цирков М.Б. // Вестник МЭИ. 2013. № 3. С. 27-31.

10. Парогазовая установка с регенеративным подогревом питательной воды / А.Е. Зарянкин, А.Н. Рогалев, Е.Ю. Григорьев, А.С. Магер // Вестник ИГЭУ. 2013. Вып. 2. С. 1-5.

11. Анализ эффективности парогазовых установок тринарного типа / Галашов Н.Н., Цибульский С.А. // Известия Томского политехнического университета. Техника и технологии в энергетике. 2014. Т. 325. № 4. С. 33-38.

12. Хуршудян С.Р. Оптимизация режимов ПГУ при участии ее в регулировании мощности и частоты в энергосистеме (на примере ПГУ-450) // Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. Москва. – 2014.

13. Влияние режимов глубокой разгрузки на эффективность схем ПГУ / Р.З. Аминов, С.В. Новичков, А.В. Янков // Труды Академэнерго. 2014. № 1. С. 31-40.

14. Решения по повышению маневренности современных парогазовых установок / С.А. Качан, Н.В. Ситник // НИЦ Вестник Науки. 2019. С. 120-123.

15. Устройство повышения эффективности и маневренности парогазовой установки: патент 165520; заявл. 29.02.2016; опубл. 20.10.2016, Бюл. № 29 – 5 с.

16. Исследование работы ПГУ утилизационного типа при частичных нагрузках. Ч. 1. Объект и методика проведения исследований / Трухний А.Д. // Теплоэнергетика. 1999. № 1. С. 27-31.

17. Исследование работы ПГУ утилизационного типа при частичных нагрузках. Ч. 2 / Трухний А.Д. // Теплоэнергетика. 1999. № 7. С. 54-59.

18. Повышение маневренности и экономической эффективности эксплуатации ПГУ в условиях оптового рынка электроэнергии и мощности / Б.Д. Теплов, Ю.А. Радин // Теплоэнергетика. 2019. № 5. С. 39-47.

19. SIEMENS [Электронный ресурс] // Оф. сайт «Сименс» в России. URL: <https://new.siemens.com/ru>, свободный. – Загл. с экрана (дата обращения: 28.05.2020)

20. Каталог газовых турбин [Электронный ресурс] // Газовые турбины AMUR SIRIUS POWER EQUIPMENT CO., LTD. URL: <https://rcest.ru/files/amur-sirius-gas-turbine-catalogue.pdf>, свободный. – Загл. с экрана (дата обращения: 28.05.2020)

21. ГОСТ Р 52200-2004. Установки газотурбинные. Нормальные условия и номинальные показатели.

22. Паровые и газовые турбины для электростанций: учебник для вузов. – 3-е изд., перераб. и доп. / А.Г. Костюк, В.В.Фролов, А.Е. Булкин, А.Д. Трухний; под ред. А.Г. Костюка. – М.: Издательский дом МЭИ, 2008. – 556 с., ил.

23. Трещёв Д.А., Ромахова Г.А. Особенности работы котла-утилизатора парогазовых установок на нерасчетных режимах [Электронный ресурс] / Д.А. Трещев, Г.А. Ромахова. – Электрон. текстовые дан. URL: <http://dl.unilib.neva.ru/dl/008783.pdf>.

24. Цанев С.В., Буров В.Д., Ремезов А.Н. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций: учебное пособие для вузов / под ред. С.В. Цанева – М.: Издательство МЭИ, 2002. – 584 с., ил.

25. Трухний А.Д. Парогазовые установки электростанций: учебное пособие для вузов / А.Д. Трухний. – М.: Издательский дом МЭИ, 2013. – 648 с.: ил.

26. Международный стандарт ИСО 26000 «Социальная ответственность организации. Требования» М.: ВОО, - 2011, - 36 с.

27. ФЗ РФ №426 «О специальной оценке условий труда».

28. Постановление Правительства РФ от 29 марта 2002 г. N 188 "Об утверждении списков производств, профессий и должностей с вредными условиями труда, работа в которых дает право гражданам, занятым на работах с химическим оружием, на меры социальной поддержки".

29. ГОСТ 21889-76 Система "Человек-машина". Кресло человека оператора. Общие эргономические требования.
30. ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.
31. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
32. СН 2.2.4/2.1.8.562–96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории застройки.
33. СП 51.13330.2011. Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003
34. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*
35. ГОСТ 12.3.002-2014 ССБТ. Процессы производственные. Общие требования безопасности.
36. СН 2.2.4/2.1.8.566-96 Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий. Санитарные нормы.
37. ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
38. ГОСТ Р 54404-2011 Агрегаты газоперекачивающие с газотурбинным приводом. Общие технические условия.
39. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
40. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.
41. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
42. ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
43. НПБ 105-03 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.